本報告書詳細版の記載内容は、特に注記のない限り、DURGUN 10MW 級太陽光発電所及び、屋上太陽光発電システムに共通とする。

第1章　序章

1.1　調査の背景　ホスト国のJCMに対する考え方

ホスト国であるモンゴルでは、国内石炭資源の節約、大気汚染の防止、CO_2排出削減などの目的を達成するため、再生可能エネルギープログラムを策定して2020年までにエネルギー消費の20～25%を再生可能エネルギーで賄おうとしている。モンゴルエネルギー省の科学技術委員会のメンバーの方からは、その目標達成に向けてJCMプロジェクトを活用することを視野に入れている旨の考え方を伺っており、JCMプロジェクトとして10MW級の太陽光発電プロジェクトを実施することについての期待感を表明されている。

1.2　プロジェクトの概要

1.2.1　ホスト国名、事業・活動を実施する地域

モンゴル国　DURGUNソム及びウランバートル等の都市部

1.2.2　事業・活動の内容

本プロジェクトはモンゴルにおいて太陽光発電を行うものであり、DURGUNにおける10MW級のメガソーラー案件とウランバートル等の都市部のビル屋上における数kW～十数kWクラスの最小規模の案件を想定している。

1.2.3　設備規模

DURGUN太陽光発電所　：10MW
屋上太陽光発電システム　：3.78kW（モデルケース）

1.2.4　当該事業・活動で採用する技術

太陽光発電関連のハード及びソフト技術

1.2.5　想定される事業・活動のカウンターパート及びオーナー

モンゴル国・エネルギー省、再生可能エネルギーセンター、賛光精機株式会社、サンコーソーラーモンゴリア社

図-1-1　プロジェクト位置図

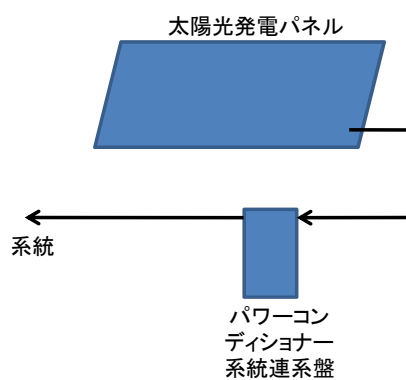



図-1-2　DURGUN　10MW級太陽光発電所　概要図

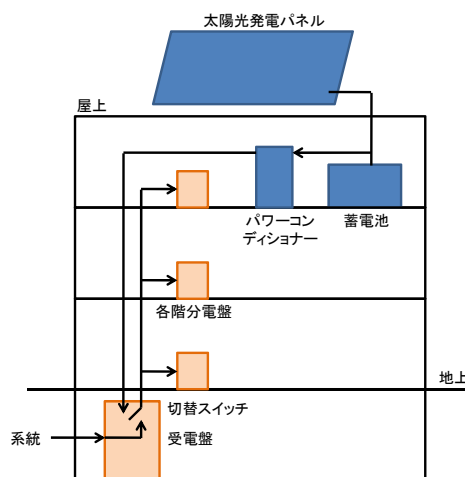



図-1-3　屋上太陽光発電　概要図

1.3　企画立案の背景

実施主体の一翼を担う予定である再生可能エネルギーセンターはエネルギー省傘下の国営企業であるが、当初からDURGUN　10MW級太陽光発電所の計画立案に関与してきている。

DURGUN　10MW級太陽光発電所が実際に稼働することで、モンゴルが掲げる再生可能エネルギーの導入目標の達成に貢献したいと考えており、JCMプロジェクトとして推進されることでプロジェクトの実現に弾みがつくことを期待して、今回の調査の実施を提案者である清水建設に対して働き掛けてきている。

また、本調査の外注先である賛光精機はモンゴルにおいて太陽光発電パネルの生産を行っており、日本の技術の展開を進めている。本プロジェクトが実現して、日本の技術が活かされた太陽光発電パネルがモンゴル国内に普及することも期待される。

1.4　ホスト国における状況

ここでは、ホスト国の当該事業・活動の属する分野における、ホスト国の政策等国内状況に関する情報、当該分野と気候変動との政策面での関連性について記載する。

モンゴルのエネルギー政策の中心は石炭である。モンゴルは石炭が豊富にあり、発電電力の90%以上が石炭火力由来である。石炭の燃焼による大気汚染対策がモンゴルの環境政策の中心である。モンゴルの石炭埋蔵量は可採年数で100年以上あると言われており、今後も石炭中心のエネルギー政策、環境政策が行われ、石炭の使用は今後100年間継続することが確実である。

このような状況下で、モンゴルの気候変動政策は石炭をいかにクリーンに使用するか、いかに石炭に頼らない、つまり大気汚染を引き起こさないクリーンなエネルギー使用をするかに力点が置かれている。具体的には、石炭を燃焼する設備の高効率化、建築物の省エネ化、再生可能エネルギーの導入等が優先政策に挙げられている。このようなことから、再生可能エネルギーの一種である太陽光発電の利用は、モンゴルの気候変動政策に合致するものである。

1.5　プロジェクトの普及

日射量資源に恵まれているといえるモンゴルにおいては、多くのメガソーラー案件の計画が進められており、再生可能エネルギープロジェクトに関心を持つ民間企業も増えてきている。初期投資額の大きさが難点であり、プロジェクトの実現に至っていない案件も多くあるようであるが、本プロジェクトが実現てJCMプロジェクトとして認知度が高まれば、他の計画中の案件が、JCMプロジェクトとして登録申請される可能性が期待できるといえる。他のJCM実施国においても、持続可能な開発への関心が高まっていることから、太陽光発電プロジェクトの普及は進んでいくものと考えられる。

1.6　調査の方法

1.6.1　調査実施体制

ここでは、当社以外で、国内及びホスト国等で調査実施に関与した団体名とその役割を以下に記載する。

- ✓ **再生可能エネルギーセンター（NREC）**【カウンターパート、外注先】: 本調査のカウンターパート。本事業以外にも、再生可能エネルギーに関する国家プロジェクトに多数関与した実績がある。本調査では、規制・許認可等の現地情報収集等を担当した。
- ✓ **ポリテック・エイディディ**【外注先】: ポリテック・エイディディは環境アセスメントや、CDMのPDD作成等で実績のある環境コンサルタントである。本調査では、方法論作成補助、PDD作成補助等を行った。
- ✓ **賛光精機**【外注先】: モンゴルにて100%子会社であるサンコーソーラーモンゴリアを経営しており、太陽光発電パネルの生産を行っている。本調査では、設計業務、積算業務等を行った。
- ✓ **モンゴル大学**【外注先】: 本調査ではDURGUNにおける日射量データの計測と解析を行った。
- ✓ **委員会の設置**：本調査では委員会を設置して、導入予定技術に係る現地での適応性、本プロジェクトによるGHG削減効果定量化のための体制・手法等の検討を行った。

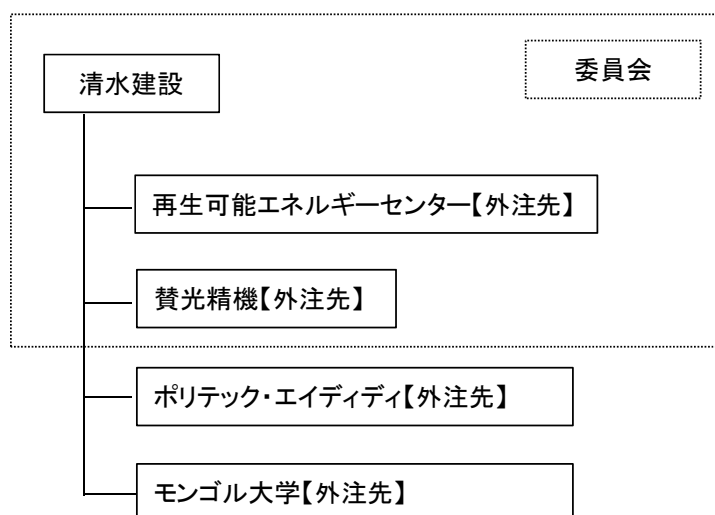



図-1-4　調査実施体制図

1.6.2　調査課題

以下に調査課題を列挙する。

- ✓ 環境影響評価：環境グリーン開発省に対して概要評価を申請するために必要な書類の作成
- ✓ 現地利害関係者協議：モンゴルの規準に則った正式な利害関係者からのコメント収集の方法の調査及びコメント収集。
- ✓ プロジェクト資金計画及び事業実施スキーム：事業の実施主体であり、設備補助を申請する国際コンソーシアムの組成と設備補助で賄えない部分についての資金計画及び事業実施スキームの立案
- ✓ 工事計画：資金計画及び実施スキームに沿った工事計画の立案
- ✓ MRV体制：モニタリング計画シート（Monitoring Plan Sheet）及びモニタリング体制シート（Monitoring Structure Sheet）の作成並びにMRV実地研修を通じて計測の仕方及びモニタリング記録の保存方法に関するキャパシティビルディングの実施
- ✓ プロジェクト許認可：プロジェクト実施に必要な許認可申請書類の作成
- ✓ 日本の貢献：モンゴルで入手可能な太陽光発電パネルについての仕様、価格等の性能比較

1.6.3　調査内容

以下に調査内容と調査の結果概要を示す。

- ✓ 環境グリーン開発省に対して概要評価を申請するために必要な書類の作成：FSに関しては、設計図面を作成し、それに基づいての積算を行った。ホブド県から発行して頂く土地利用許可証についても取得済である。事業主体が決定した後には速やかに申請が可能である。
- ✓ モンゴルの規準に則った正式な利害関係者からのコメント収集の方法の調査及びコメント収集：JCMプロジェクトに関して、利害関係者からのコメント収集方法についてはモンゴルの法律等による規定は無い。環境グリーン開発省からはCDMの前例に倣うことが提言された。登録済のCDMプロジェクトに倣ってコメントを収集した。
- ✓ 事業の実施主体であり、設備補助を申請する国際コンソーシアムの組成と設備補助で賄えない部分の資金の計画及び事業実施スキームの立案：委員会を開催して、再生可能エネルギーセンター及び賛光精機と組成する国際コンソーシアムと事業実施スキームについて具体的協議を行った。所管官庁であるエネルギー省に対して本報告書を提出し、予算措置を働きかけるほか、再生可能エネルギープロジェクトに関心を持つモンゴルの民間企業による出資について可能性を探っていく。

- ✓ 資金計画及び実施スキームに沿った工事計画の立案：モンゴル政府の予算措置スケジュールと、太陽光発電パネルの生産能力及び冬季は土木工事が不可能であることを考慮して工事計画を立案した。また、首都ウランバートルからDURGUNまでの約1,600ｋｍ輸送経路を確認して輸送費の積算を行った。
- ✓ MRV体制の構築：モニタリング計画シート（Monitoring Plan Sheet）及びモニタリング体制シート（Monitoring Structure Sheet）を作成したほか、JCMのルールから逸脱しないよう留意してモニタリングマニュアルを作成した。
- ✓ MRV実地研修を通じて計測の仕方及びモニタリング記録の保存方法に関するキャパシティビルディングの実施：委員会委員を務める再生可能エネルギーセンターの幹部職員を日本へ招聘して、計測の仕方及びモニタリング記録の保存方法に関する研修を行う。また、稼働中の太陽光発電プラントを視察頂き、系統保安設備や、太陽光パネル及びパワーコンディショナーの維持管理・点検方法等について理解を深めて頂く。
- ✓ プロジェクト実施に必要な許認可申請書類の作成：DURGUN　10MW級陽光発電所の建設に関する特別許可は、エネルギー省の許可及び、エネルギー規制委員会からの技術的勧告に基づいて、ホブド県から発行を受ける必要がある。また、運転に関する特別許可は、建設に関する許可を受けた後に、エネルギー規制委員会からから発行を受ける必要がある。許可取得に必要な書類の作成作業を進めており、環境影響評価の審査結果及び事業主体に関する財務的書類の他はほぼ完了している。
- ✓ モンゴルで入手可能な太陽光発電パネルについての仕様、価格等の性能比較：サンコーソーラーモンゴリア製の太陽光発電パネルの他、モンゴルで一般的に入手可能な、中国製、韓国製、シンガポール製及びモンゴル製の太陽光発電パネルの性能、価格の調査を行いサンコーソーラーモンゴリアの製品に優位性があることを確認した。

第2章　JCM方法論の概要及び適格性要件に関する調査

2.1　　JCM方法論の概要

2.1.1　　JCM方法論の概要

太陽光発電設備を新規に導入し、系統電力を代替することで排出削減を実現する。モンゴルは石炭が豊富にあり、発電電力の90%以上が石炭火力由来となっているのが現状であるるので、太陽光発電により系統電力を代替することが排出削減につながる。リファレンス排出量は発電電力量に系統の排出係数を乗じて算出し、プロジェクト排出量は、プロジェクトの実施により、発電所の照明設備、メンテナンス等のために新たに系統電力を消費する場合、系統電力消費量に系統の排出係数を乗じて算出する。発電電力量及び系統電力消費量は電力量計を用いてモニタリングし、排出係数は次章に示すオプションから選んだ系統の排出係数をモニタリングする。

2.1.2　　用語の定義

以下の表に方法論の中で設定されている用語の定義を示す。

表-2-1　方法論の中で設定する用語の定義とその効果

用語	定義	効果
系統連系	太陽光発電設備が、系統と接続されて運転されている状態。	系統電力を代替している状態を明確にする。
付帯／管理設備	発電設備の運転、維持管理に必要な設備。パワーコンディショナー等の補機、管理室、警備室、屋外照明、監視カメラシステム、倉庫、メンテ用電源等を指す。	プロジェクト排出量の算る定範囲を明確にする。
その他の需要設備	プロジェクト実施前から存在した建築物、施設等の電力需要設備で、発電設備の運転、維持管理には直接必要のないもの。	プロジェクト排出量の算る定範囲を明確にする。
Greenfield project	プロジェクト実施前に発電所が運転していないサイトに新しい発電所を導入するプロジェクト。	対象とプロジェクトを明確にする。

2.2　　DURGUN　10MW級太陽光発電所の年間発電量の予測

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

追加的削減の有無を確認するために、ここではまず、DURGUN　10MW級太陽光発電所の年間発電量の予測を行う。

2.2.1　アメリカ・エネルギー省データによる予測

アメリカ・エネルギー省提供の気象データはWEBより自由にダウンロード可能である。しかし、残念ながらDURGUN（北緯48.33度、東経92.81度）の気象データはなく、直近ではウラーンゴム（北緯49.88度、東経92.08度）のデータがあるのみである。ここでは、ウラーンゴムのデータを基にして検討を行う。

エネルギー省提供の気象データには、365日1時間毎（365日×24時間）と月代表日の1時間毎（12日×24時間）の両方で、法線面直達日射量と水平面散乱日射量のデータがある。ここでは前者を使用し、任意のパネル方位、任意のパネル傾斜で、パネル面が受けることのできる日射量を計算できるシートを作成した。その計算手法は、下記の文献を参考にした。

文献：「建築設備基礎」木村建一　著
文献：「地域日射量の算定方法に関する研究」紙井泰典　著

次に、パネルの方位を南に固定し、パネルの傾斜角度を種々変化させ、パネルが受ける年間の日射量が最も多くなる傾斜角度を求めた。その結果、ウラーンゴムでは30～34度が最適となった。参考までに同じ計算をエネルギー省のデータがある茨城（エネルギー省は東京と表示しているが緯度と経度から判断して茨城のデータである）とウランバートルで実施した結果を以下に示す。

表-2-2　アメリカ・エネルギー省提供の日射量データによる
パネル最適傾角度の計算結果

パネルの傾斜角度（度）	パネルが受ける年間の日射量（kWh/m²/年）		
	ウラーンゴムで 北緯 49.88 度 東経 92.08 度	ウランバートル 北緯 47.93 度 東経 106.98 度	茨城 北緯 36.18 度 東経 140.42 度
0	1,259	1,317	1,305
5	1,303	1,381	1,340
10	1,341	1,437	1,369
15	1,371	1,485	1,390
20	1,394	1,523	1,402
24	1,407	1,547	1,407
25	1,409	1,552	1,408
26	1,411	1,556	1,408
27	1,413	1,560	1,407
30	1,416	1,571	1,405
31	1,416	1,573	1,403
32	1,416	1,576	1,401
33	1,416	1,577	1,399
34	1,416	1,579	1,397
35	1,415	1,580	1,394
36	1,414	1,581	1,391

37	1,412	1,581	1,388
38	1,410	1,581	1,384
39	1,408	1,580	1,380
40	1,406	1,579	1,376
45	1,389	1,569	1,349
50	1,364	1,548	1,316

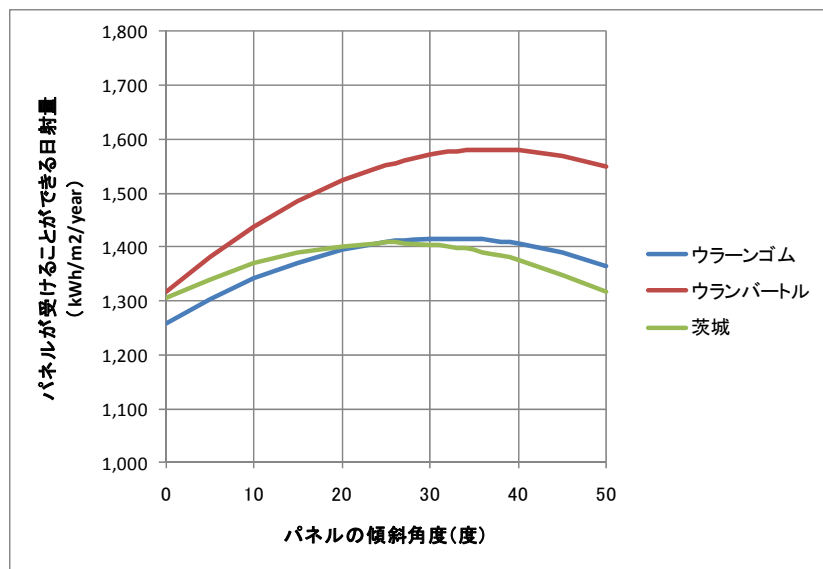



図-2-1　アメリカ・エネルギー省提供の日射量データによる
パネル最適傾角度の計算結果

一般的には、パネルの最適傾斜角度は緯度にほぼ等しいと言われているが、計算結果は必ずしもそうはならなかった。例えば、

文献：「太陽光発電導入ガイドブック」NEDO

によれば、東京における最適傾斜角度は32度としているが、上記によれば東京よりも緯度の高い茨城でも25度である。

また参考までに、文献3によれば東京における最適傾斜角度の場合の日射量は、

$$3.74\text{kWh/m}^2\text{/day} \times 365\text{day/年} = 1,365\text{kWh/m}^2\text{/年}$$

であり、エネルギー省の茨城のデータ1,408kWh/m^2/年と大差はない。

上記検討により、最適角度の場合の日射量は1,416 kWh/m^2/年と計算された。10MWの発電設備は、1 kW/m^{2}があった場合に10MWの発電ができることから、影の影響を無視し、総合設計係数を上記NEDOのガイドブックから0.7とすれば、年間発電量は、

$$1,416\ kWh/m^2/年 \times 10MW \times 0.7 = 9.912GWh/年$$

となる。

より現実に近い日射量を求めるため、影の影響と外気温度の影響を考慮し、上記数値を補正することとした。

まずは影の影響とパネルの離隔距離の関係について検討した。パネルとパネルの離隔距離を増やせば増やすほどに影の影響は少なくなるが、それでは土地がたくさん必要になってしまう。そこで、離隔距離がパネルの水平投影長さの1.5倍であること条件にした場合、最適傾斜角度の場合の日射量は1,288 kWh/m^2/年となり、影の影響が90.95%は出ないと計算され、この場合のパネル発電量は12,876GWh/年となった。この程度の離隔距離が、土地の面積を抑え、なおかつ発電量も確保する上で必要と思われる。

表-2-3　離隔距離、影の影響度、日射量の関係

離隔距離（パネルの水平投影長さに対する倍数）	影の影響が出ない割合（%）	日射量（kWh/m^2/年）
0.0	14.32	203
0.5	63.07	893
1.0	83.45	1,182
1.5	90.95	1,288
2.0	95.59	1,353
3.0	98.06	1,388
4.0	99.02	1,402

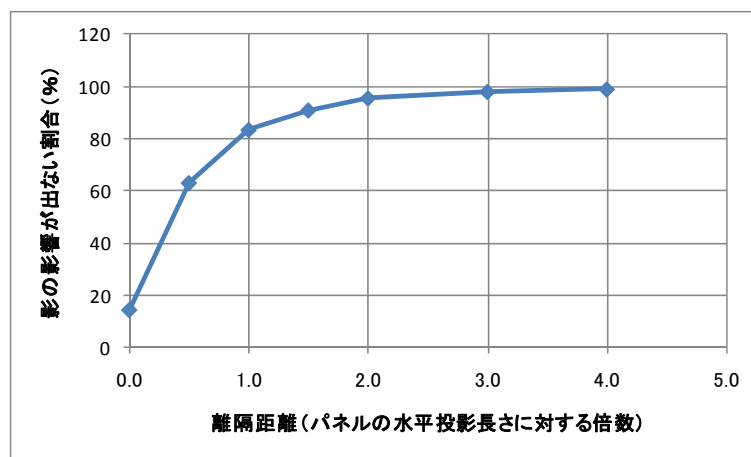



図-2-2　離隔距離と影の影響度の関係

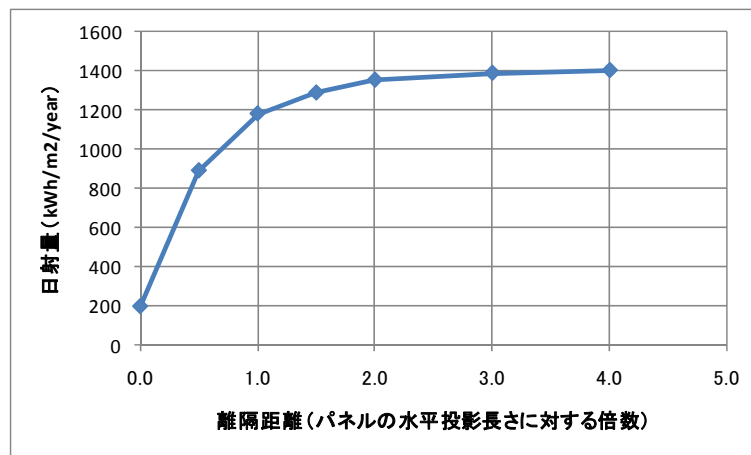



図-2-3　離隔距離と日射量の関係

次に、外気温度によるパネルの効率変化について検討した。エネルギー省の気象データは外気温度もあるため、外気温度によるパネルの効率変化も予想が可能である。この変化割合は製品によっても異なるであろうが、ここでは

文献：「太陽電池ハンドブック」電気学会

による温度補正式を使用する。上記1.5倍の離隔距離、の条件の下で、1時間毎に温度補正をかけて計算した結果、パネル発電量は11,928GWh/年、システムの年間発電量は、8,350GWh/年となった。

ここで、パネルの離隔距離が求まったので、発電所の所要面積を計算しておく。想定しているパネルの大きさは、236W あたり1,663mm×997mmであるため、10MW分のパネル所要面積は

1,663mm×997mm×10MW÷236W÷cos30＝60,770m^2

離隔距離を考えると、発電所の所要面積はおよそ

60,770m^2×（1＋1.5）＝15.19ヘクタール

となる。

2.2.2　アメリカ・NASAデータによる予測

アメリカ・NASA提供の気象データはWEBより自由にダウンロード可能である（https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?uid=3030）。以下にNASAのデータを記す。

表-2-4　アメリカ・NASA提供のDURGUNの日射量データ（単位：kWh/m²/day）

傾斜角度（度）	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
0	1.57	2.65	4.19	5.60	6.50	6.53	5.98	5.40	4.35	3.02	1.89	1.26	4.08
33	2.56	3.88	5.30	6.24	6.48	6.20	5.78	5.73	5.24	4.23	3.04	2.14	4.74
48	2.81	4.13	5.40	6.03	6.00	5.64	5.30	5.43	5.23	4.44	3.32	2.37	4.68
63	2.91	4.17	5.21	5.53	5.24	4.82	4.59	4.88	4.96	4.42	3.43	2.47	4.38
90	2.70	3.68	4.25	4.05	3.54	3.18	3.09	3.44	3.88	3.81	3.16	2.32	3.42

以上により、最適傾斜角度は33度であり、システムの年間発電量は、

4.74kWh/m²/day×365day/年×10MW×0.7＝12.111GWh/年

となる。しかし、この数字は、温度補正と影の影響が含まれていない。参考までに影の影響が出ない確率を前述と同様の90.95%とすれば、システムの年間発電量は、

12.111GWh/年×0.9095＝11.015GWh/年

となる。

2.2.3　モンゴル気象台データによる予測

ここでは、DURGUN近郊の町、ホブド気象台の2007年データを使用する（2007年以降は日射量の計測データがないため）。但し、この気象台では3時間おきにしか日射量を観測していない。このため、やむを得ず観測された日射量が3時間継続するとして計算した。また、欠測も多いが、その場合はやむを得ず日射量はゼロとしている。アメリカ・エネルギー省データの場合と同様の手法で計算した結果、システムの年間発電量は、11.434GWh/年となった。ちなみに、この場合の影の影響が出ない確率は88.40%である。

2.2.4　モンゴル大学実測データによる予想

今回の調査において、モンゴル大学がDURGUN水力発電所関連施設建屋屋上に設置した全天日射計による実測データを基に、発電量を予測した。実測は、前半の2013年8月23日10：00～9月14日15：20と後半の9月15日0：00～12月20日15：50の合計120日間行った。日射計の設置勾配は水平（後半のみ）、30度、40度の3種類の傾斜角としたが、ここでは最適角度に近い傾斜角30度のデータを採用して分析する。前出の通り、影の影響が90.95%は出ないパネル間隔を維持すると仮定し、総合設計係数は0.7とした。その結果、上記の期間中の予想発電量は、前半が0.854GWh、後半が2.141GWh、合計**2.995GWh**となった。

次にこの結果を、アメリカ・エネルギー省データによる予想を利用して年間発電量に変換する。アメリカ・エネルギー省データによる予想の8月23日～12月20日の期間の予想発

電量は、1.771 GWhであり、年間予想発電量8.350 GWh/年の約21.2%である。したがって、実測データの場合の年間予想発電量は、2.995÷0.212=**14.127 GWh/年**となる。

さらに、モンゴル・気象台データによる予想を利用して年間発電量に変換する。モンゴル・気象台データによる予想の8月23日～12月20日の期間の予想発電量は、2.512 GWhであり、年間予想発電量11.434 GWh/年の約22.0%である。したがって、実測データの場合の年間予想発電量は、2.995÷0.220=**13.614 GWh/年**となる。

以上により、発電量は**13.614～14.127 GWh/年**の範囲と予想される。

写真-2-1　DURGUNにおける日射量データの計測状況

2.3　屋上太陽光発電システムの年間発電量の予測

■　屋上太陽光発電システム

次に屋上太陽光発電システムの年間発電量の予測を行う。尚、ここではウランバートル市内の某ビルの屋上を事例にして3.78kWと設定しているが、それ以外の発電容量の場合は、容量案分することによって発電量を計算できる。

2.3.1　アメリカ・エネルギー省データによる予測

ウランバートルのような都市における建築の屋上に設置する太陽光発電の場合、設置場所に制限があることから、隣のパネルに影の影響を及ぼす様な傾斜を設けたパネルの設置の仕方をすることは得策ではない。そこで、周囲のメンテナンススペースも考慮した結果、パネルの傾斜角度を20度、離隔距離がパネルの水平投影長さの1.17倍として検討を進める。発電容量を3.78kWとすれば、表-2-2からシステム年間発電量は、

$$1,523\ \mathrm{kWh/m^2/年} \times 3.78\mathrm{kW} \times 0.7 = 4.030\mathrm{MWh/年}$$

となる。また、影の影響の補正と外気温度補正を行った場合のシステム年間発電量は、3.654MWh/年である。ちなみに、この場合の影の影響が出ない確率は95.94%である。

2.3.2　アメリカ・NASAデータによる予測

以下にNASAのデータを記す。

表-2-5　アメリカ・NASA提供のウランバートルの日射量データ（単位：kWh/m²/day）

傾斜角度（度）	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
0	1.76	2.83	4.20	5.53	6.40	6.42	5.82	5.18	4.35	2.98	1.95	1.45	4.08
32	2.86	4.13	5.27	6.14	6.38	6.12	5.64	5.47	5.21	4.11	3.07	2.43	4.74
47	3.15	4.41	5.38	5.95	5.92	5.57	5.19	5.20	5.21	4.32	3.37	2.71	4.70
62	3.28	4.47	5.21	5.47	5.19	4.78	4.51	4.68	4.95	4.31	3.48	2.84	4.43
90	3.03	3.93	4.21	3.96	3.46	3.11	3.00	3.27	3.84	3.70	3.20	2.67	3.44

以上により、年間発電量は、

$$4.08\text{-}4.74\mathrm{kWh/m^2/day} \times 365\mathrm{day/年} \times 3.78\mathrm{kW} \times 0.7 = 3.836\text{-}4.578\mathrm{MWh/年}$$

の範囲である。影の影響を考慮すれば、

$$3.836\text{-}4.578\mathrm{MWh/年} \times 0.9594 = 3.680\text{-}4.392\mathrm{MWh/年}$$

となる。

2.3.3　モンゴル気象台データによる予測

ここでは、ウランバートル気象台の2012年データを使用する。但し、この気象台では3時間おきにしか日射量を観測していない。このため、やむを得ず観測された日射量が3時間継続するとして計算した。また、欠測も多いが、その場合はやむを得ず日射量はゼロとしている。（1）と同様の手法で計算した結果、システム年間発電量は、4.478MWh/年である。ちなみに、この場合の影の影響が出ない確率は96.70%である。

2.4　発電予想量のまとめ

以上をまとめると以下のようになる。本調査における発電量の予測値は、DURGUN　10MW級太陽光発電所についてはモンゴル大学による実測データによる予測値、屋上太陽光発電システムについては、モンゴル気象台のデータによる予測値を採用することとする。

表-2-6　発電量予測のまとめ

予想方法	DURGUN 10MW 級太陽光発電所	3.78kW 屋上太陽光発電 システム（ウランバートル）
アメリカ・エネルギー省データによる予想 （影の影響、温度補正、システムの損失を考慮した精度の高い数値）	8.350GWh/年 （但し、ウラーンゴムの 気象データによる）	3.654 MWh/年
アメリカ・NASA データによる予想 （影の影響、システムの損失は考慮しているが、温度補正は考慮していない数値）	11.015GWh/年	3.680-4.392MWh/年
モンゴル・気象台データによる予想 （影の影響、温度補正、システムの損失を考慮した精度の高い数値）	11.434GWh/年 （但し、ホブドの 気象データによる）	4.478 MWh/年
モンゴル大学・DURGUN 実測データによる予想	13.614-14.127 GWh/年	ー（実測していない）

2.5　発電量からの収益性の計算

ここでは年間発電量予想に基づくプロジェクトの収益性を計算する。計算条件は以下のの通りである。保守性を確保するため、収益性の計算では発電量予測の中の最大値を使う。

表-2-7　収益性の計算条件

条件項目	DURGUN 10MW 太陽光発電所	3.78kW ビル屋上 太陽光発電システム
売電単価 買電（節電）単価	モンゴルの再生可能エネルギー法によれば、系統連系を行う場合の売電単価は、0.15～0.18US$/kWh である。ここでは、保守的にするために 0.18 US$/kWh を使用した。	某ビルでの電力単価の調査により、96.8Tg/kWh とした。
年間発電量	保守的な計算をするために表-2-6 中の最も大きな数字 14.127 GWh/年とした。	保守的な計算をするために表-2-6 中の最も大きな数字 4.478 MWh/年とした。
建設単価	詳細な見積を行った結果として 23.258 万円/kW とした。	詳細な見積を行った結果として 105.2335 万円/kW とした。
維持管理費	保守的な計算をするために必要最小限とした。	保守的な計算をするために 0 とした。

収益性の検討結果は次頁の通りである。

表-2-8　収益性の予測（DURGUN　10MW級太陽光発電所）

10MW 級太陽光発電所、補助金なし、系統連系あり		
発電容量	10,000.00	kW
建設コスト単価	232,582	円/kW
日本政府補助金補助率	0	%
建設コスト	2,325,822,000	円
両替レート	16.50	Tg/円
両替レート	100.00	円/US$
両替レート	1,650	Tg/US$
年間発電量（正味）	13,893,000	kWh
クレジット単価想定値	1,000	円/tCO_2
排出係数	1.065	tCO_2/MWh
年間クレジット量（年間排出削減量）	14,796	tCO_2/年
年間クレジット収入	14,796,000	円/年
売電単価	0.18	US$/kWh
売電単価	18.00	円/kWh
年間発電収入	250,074,000	円/年
年間運営費	13,667,200	円/年
回収年数	9.8	年
クレジット込年間収入	264,870,000	円/年
クレジット込回収年数	9.3	年
キャッシュフロー	クレジットなし	クレジットあり
0	-2,325,822,000	-2,325,822,000
1	236,406,800	251,202,800
2	236,406,800	251,202,800
3	236,406,800	251,202,800
4	236,406,800	251,202,800
5	236,406,800	251,202,800
6	236,406,800	251,202,800
7	236,406,800	251,202,800
8	236,406,800	251,202,800
9	236,406,800	251,202,800
10	236,406,800	251,202,800
11	236,406,800	251,202,800
12	236,406,800	251,202,800
13	236,406,800	251,202,800
14	236,406,800	251,202,800
15	236,406,800	251,202,800
16	236,406,800	251,202,800
17	236,406,800	251,202,800
18	236,406,800	251,202,800
19	236,406,800	251,202,800
20	236,406,800	251,202,800
IRR	8.0%	8.8%

表-2-9　収益性の予測（3.78kW屋上太陽光発電システム）

3.78kW 屋上太陽光発電システム、補助金なし、系統連系なし		
発電容量	3.78	kW
建設コスト単価	1,052,335	円/kW
日本政府補助金補助率	0	%
建設コスト	3,977,826	円
両替レート	16.50	Tg/円
両替レート	100.00	円/US$
両替レート	1,650	Tg/US$
年間発電量	4,478	kWh
クレジット単価想定値	1,000	円/tCO_2
排出係数	1.1030	tCO_2/MWh
年間クレジット量（年間排出削減量）	4.94	tCO_2/年
年間クレジット収入	4,939	円/年
買電単価	96.8	Tg/kWh
買電単価	5.87	円/kWh
年間節電量	26,271	円/年
回収年数	151.4	年
クレジット込年間収入	31,210	円/年
クレジット込回収年数	127.5	年
キャッシュフロー	クレジットなし	クレジットあり
0	-3,977,826	-3,977,826
1	26,271	31,120
2	26,271	31,120
3	26,271	31,120
4	26,271	31,120
5	26,271	31,120
6	26,271	31,120
7	26,271	31,120
8	26,271	31,120
9	26,271	31,120
10	26,271	31,120
11	26,271	31,120
12	26,271	31,120
13	26,271	31,120
14	26,271	31,120
15	26,271	31,120
16	26,271	31,120
17	26,271	31,120
18	26,271	31,120
19	26,271	31,120
20	26,271	31,120
IRR	-14.5%	-13.5%

この結果によれば、3.78kW屋上太陽光発電システムは収益性がなく、DURGUN　10MW級太陽光発電所もその収益性は低い結果になっている。

2.6 追加的排出削減の確認

ここまでで確認された収益の予想とモンゴルにおける主要銀行の貸出金利とを比較して、追加的排出削減の有無を確認する。

モンゴルの主要銀行の貸出金利は以下の通りである。

表-2-10 モンゴルの銀行の貸出金利

銀行名称	貸出金利（Tg）	貸出金利（US$）
KHAN BANK	19.2～27.6%（2年）	13.2～21.6%（2年）
Golomt Bank	18.0～24.0%（2年）	15.6～22.8%（2年）
Xac Bank	20.4～25.2%（2～3年）	13.2～18.0%（2～3年）

出典：
https://www.khanbank.com/en/387/business-loan.html
http://www.golomtbank.com/en/255
http://www.xacbank.mn/en/287/business-banking/loans/short-and-medium-term-loans/ergeltiin-hurungu

すなわち、収益性のあるDURGUN 10MW級太陽光発電所であっても貸出金利と比較して相当程度悪い収益性しか見込めないので、このプロジェクトを実施する経済的必然性は無い。従って、DURGUN 10MW級太陽光発電所も3.78kW屋上太陽光発電システムも追加的な排出削減があると言える。

2.7　適格性要件の設定

以上の検討結果から、本方法論の適格性要件を以下のように設定する。

表-2-11　本方法論の適格性要件とその要件が適切であると考える理由

適格性要件	左記要件が適切であると考える理由
モンゴルにおいて、太陽光発電設備を新規に導入するプロジェクトであること。	左記条件を満たせば適格である理由は、上記の発電量からの収益性の計算及び追加的排出削減の確認結果による。
Greenfield project であること、または、プロジェクト実施前は自家発電設備を持たず系統から電力を購入していること。プロジェクト実施後も太陽光発電以外の自家発電設備を持たないこと。	現在なにも設備がないところで新たに行うプロジェクトも対象とするが、自家発電の代替は認めないことによる。
以下のいずれかであること。 ✓ パターン 1：常時系統連系方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、常時系統連系をして、発電量が当該施設（付帯／管理施設とその他の需要設備、以下同じ）の電力需要よりも多い場合は売電をするか、蓄電池の蓄電をし、発電量が当該施設の電力需要よりも少ない場合は買電をするか蓄電池の放電を行う。 ✓ パターン 2：系統連系－独立切替運転方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、発電設備からの電力を当該施設に供給できる場合は独立で運転し、そうでない場合は発電設備を切り離して系統から買電を行う。 ✓ パターン 3：常時独立運転方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、常時独立で運用する。	モンゴルにおいて可能性のある様々なタイプの太陽光発電システムを想定した。
使用する太陽光発電パネルは、ISO9001 の認証を受けた工場で製造され、国際電気標準会議の性能試験 IEC 61215 と安全試験 IEC 61730 に合格した製品であること。	モンゴルで流通している粗悪な太陽光発電パネルを排除するために設定した。

適格性要件４を設定したことにより、モンゴルで多く流通している中国製の粗悪品を排除できるものと考えられる。第12章で言及する通り、サンコーソーラーモンゴリア社の製品は、適格性要件４を満たす国際的企業の製品に対しては価格競争力を有しており、本要件を設定することで、日本製品の技術的優位性を示すことが可能と考えられる。

尚、適格性要件に性能条件の線引きは設けていない。なぜならば、カタログ上の性能では、日本メーカーの製品の性能が、中国、韓国、ドイツ等の各メーカーの製品の性能よりも大幅に良いという事実がなかったからである。また、仮に線引きを行っても、その線引きの根拠を求めることが困難であるからである。

以下に具体的な性能データを示す。尚、太陽光発電パネルについては、モンゴルでパネルを製造している賛光精機が多結晶型を製造しているため、表中のデータは多結晶型に特化している。

表-2-12　太陽光発電パネル（多結晶型）の性能比較

メーカー名称	製品名称	変換効率（%）
賛光精機（日本）	SSM 242 BP60	14.6
シャープ（日本）	ND-245FB	14.9
京セラ（日本）	KS242P-2CF3CE	14.7
インターアクション（日本）	IA250PSCa	15.3
サンテックパワー（中国）	STP29024/Ve	14.9
ハンファＱセルズ（ドイツ・韓国）	HSL60poly	15.1
ジンコソーラー（中国）	Eagle II	15.89
LOOOP（日本）	LP-300P-72H	15.1

出典：賛光精機カタログ、環境ビジネス 2013SU

表-2-13　パワーコンディショナーの性能比較

メーカー名称	製品名称	効率（%）
三菱電機（日本）	PV-PS, PN	93.5～97.5
シャープ（日本）	JH-S, M, L, G, etc.	93.0～94.5
京セラ（日本）	PVN, KP55K	94.0～95.0
東芝（日本）	TPV	95.0
パナソニック（日本）	VBPC	94.5～95.0
ソーラーフロンティア（日本）	SPC	94.5
サンテックパワー（中国）	KP	95.0
長州産業（日本）	PCS, SSI	94.0～95.0

出典：http://solar-generation.org/maker/powcon201210.html

第3章　排出係数の設定に関する調査

3.1　排出係数の設定

本方法論では、排出係数は以下のいずれかの数値を使うものとする。目的は、排出係数の取得をより容易にするためである。

- ✓ オプション1：合同委員会が使用を認めた数値。
- ✓ オプション2：CDMの最新ツールを使って計算する。データのビンテージは得られる最新のものとする。コンバインドマージンまたは全電源平均とする。
- ✓ オプション3：任意の登録済みCDMプロジェクトのモニタリング報告書にある当該地域の排出係数。データのビンテージは2年以内とする。
- ✓ オプション4：任意の登録済みCDMプロジェクトのPDDにある当該地域の排出係数。データのビンテージは2年以内とする。
- ✓ オプション5：モンゴル政府もしくは国際機関発表の当該地域もしくはモンゴル全体の排出係数。コンバインドマージンまたは全電源平均とする。

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

本章において後述する通り、モンゴルの西グリッドについてはその排出係数は公表されておらず、しかも実質的にゼロであることが分かっている。本調査において排出削減量を推計するにあたっては、将来的に西グリッドが中央グリッドに接続され、オプション2を適用した場合も排出係数の概略値を採用している。この考え方については、ホスト国協議会の席上において、モンゴル環境グリーン開発省の参加者からも賛同が得られている。

また、中央グリッドと西グリッドの接続については、モンゴルエネルギー省副大臣へのヒアリングにおいて、実現は近い旨のコメントを頂いているほか、西部電力会社によれば2016年には接続が完了する予定であるとのことである。

■　屋上太陽光発電システム

本調査のモデルケースの場合における排出削減量を推計するにあたっては、中央グリッドの排出係数を採用しているが、次項に示すように、オプション5を採用してコンバインドマージンを算出している。

3.2　中央グリッドの排出係数

■　屋上太陽光発電システム

モンゴルには大きく分けて4つのグリッドが存在する。最も規模の大きい中央グリッドに関しては、モンゴル政府が排出係数を公表している。その値を以下に示す。

表-3-1　モンゴルの中央グリッドの排出係数

項目	値
OM	1.1501 tCO_2/MWh
BM	1.0559tCO_2/MWh

出典：
http://cdm-mongolia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=105&lang=en

従って、

CM＝（1.1501＋1.0559）÷2＝1.1030 tCO_2/MWh

である。

3.3　西グリッドの排出係数

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUNはモンゴルの西グリッドの範囲内であるが、その排出係数は公表されておらず、しかも実質的にゼロであることが分かっている。その理由は、西グリッドの発電所は水力発電所しかなく、この水力発電所で賄えない電力需要は、ロシアからの電力輸入に頼っており、なおかつ現段階では西グリッドは中央グリッドと接続される計画はあるものの、接続がなされていないからである。このため、ゼロの排出係数をそのまま採用すれば、DURGUN　10MW級太陽光発電所では排出削減量がなくなるという結果に終わる。そこで、対策を検討した結果を下記表に示す。

表-3-2　モンゴル西グリッドにおける排出係数の考え方

番号	考え方	検討結果	評価
1	今後モンゴルの消費電力は増え続け、その増え続ける電力消費に対して火力発電所で対応するはずだから、火力発電の排出係数のうち、コンサバな値を使用する。	今後建設される火力発電所の発電を本プロジェクトの発電が代替することの証明が困難。	△
2	既存のDURGUN水力発電のCDMと同じく、ディーゼル代替とする。なお、環境グリーン開発省と再生可能エネルギーセンターとの間で協議がなされており、結論は出ていないものの、本案が候補の一つとして検討された。	ディーゼル発電はコストが高いため、各ソムの独立電源として分散設置されていたディーゼル発電機は、グリッドに接続されるに従いどんどんなくなっている。この現実から考えるとリファレンスとしては不適切。	×
3	石炭炭鉱で新規の火力発電所が計画されているので、その値を盛り込んで系統の排出係数を計算する。	炭鉱会社は民間企業であり、炭鉱の発電所の正確な情報が手に入る可能性は低い。また、炭鉱の計画に振り回されるのも得策とは言えない。	×

4	DURGUN 水力発電所は計画通りの稼働を行っていないため、その代替をすることを考える。	DURGUN 水力発電所の計画通りの稼働を超える分は排出削減したことにならなくなってしまう（DURGUN 水力発電所計画発電量は 38GWh（4MW×2 基とすれば稼働率 54%に相当）、太陽光発電所は 10GWh は発電できると思われるため、実際の DURGUN 水力発電所の発電量が少なくても、裕度はほとんどない）。また、DURGUN 水力発電所の運転状況に振り回されるのも得策とは言えない。	×
5	中央グリッドとの接続を見越して排出係数を設定する。なお、環境グリーン開発省と再生可能エネルギーセンターとの間で協議がなされており、結論は出ていないものの、本案が候補の一つとして検討された。	ホスト国協議会において、モンゴルの環境グリーン開発省から採択に賛成する旨のコメントがあった。 西部電力会社によれば 2016 年に接続が完了する予定とのこと。	○
6	ロシアの排出係数を使う。	ロシアでの排出削減分をクレームすることは、ロシアの排出削減とのダブルカウントになってしまうので、審査機関も合同委員会も認めないと思われる。	×
7	環境グリーン開発省に決めてもらう。	最もあるべき姿と言えるが、環境グリーン開発省がリーダーシップを発揮する兆候はない。	×
8	現状環境グリーン開発省が公表している中央グリッドの排出係数を使う。あるいは今年中に IGES と共同して新たに公表予定の中央グリッドの排出係数を使う。	中央グリッドの数字をそのまま使うことは、審査機関も合同委員会も認めないと思われる。	×

また、将来的に西グリッドが中央グリッドに接続され、オプション2を適用した場合の排出係数の概略値は、以下のように試算できる。

西グリッドと中央グリッドの排出係数

＝　（中央グリッドの排出係数×中央グリッドの規模＋西グリッドの排出係数×西グリッドの規模）÷（中央グリッドの規模＋西グリッドの規模）

＝　（1.103×3660.64＋0×（93.64＋37.04））÷（3660.64＋（93.64＋37.04））

＝　（1.103×3660.64＋0×（93.64＋37.04））÷3791.32

＝　1.065

出典：“Mongolian power sector current situation and future planning”, MINISTRY OF ENERGY

西部電力会社によれば、西グリッドと中央グリッドの接続予定時期は2016年であり、環境グリーン開発省からも本概略値の適用に賛同する旨がホスト国協議会の席上で表明されていることから、本調査における排出削減量の推計にあたっては、本概略値を採用することとする。

第4章　排出削減効果の定量化に関する調査

4.1　対象GHG及びその排出源

本方法論で検討の対象とする排出源について以下に記す。

表-4-1　排出源

区分	排出源	GHG の種類
リファレンス排出	系統の発電所による排出	CO_2
プロジェクト排出	プロジェクト対象の発電所の電力消費による排出	CO_2

本方法論においては、リファレンス排出量は発電電力量に系統の排出係数を乗じて算出し、プロジェクト排出量は、プロジェクトの実施により、発電所の照明設備、メンテナンス等のために新たに系統電力を消費する場合、系統電力消費量に系統の排出係数を乗じて算出する。

尚、設備製造時、設置工事時の排出も検討の対象とはしていない。その理由は、CDMにおいてでもそのような排出は考慮していないからである。

4.2　算定のための情報・データ

本方法論におけるモニタリング項目は、排出係数のほかには、リファレンス排出量の算定に係る発電電力量とプロジェクト排出量の算定に係る系統電力消費量である。

モニタリングするべき項目、頻度、時期等を以下に示す。

表-4-2　プロジェクト登録前（PDD作成時）のモニタリング項目

モニタリング項目	パラメータ	データ入手方法、入手先	モニタリング頻度	D、S、M、C の区分
排出係数（tCO_2/MWh）	$EF_{PJ,y}$	環境グリーン開発省、エネルギー省、電力会社等	－	S、MA

表-4-3　プロジェクト登録後（モニタリング報告書作成時）のモニタリング項目

モニタリング項目	パラメータ	データ入手方法、入手先	モニタリング頻度	D、S、M、Cの区分
発電発電量（MWh）	$EG_{PJ,y}$	電力量計	モニタリング期間の最初と最後を原則とするが、電力会社の計量に合わせてモニタリングする。 付帯／管理施設の電力消費を差し引いた正味の発電量が計測できる位置で計測する。	MB
系統電力量（MWh）	$EC_{PJ,y}$	電力量計	モニタリング期間の最初と最後を原則とするが、電力会社の計量に合わせてモニタリングする。 プロジェクトの実施により新たに系統電力を消費しない場合は、モニタリングは不要である。	MB
排出係数（tCO_2/MWh）	$EF_{PJ,y}$	環境グリーン開発省、エネルギー省、電力会社等	－	MA

表-4-4　D、S、M、Cの区分の凡例

記号	説明
D	方法論に記載されていてモニタリングの必要のないデフォルト値。
S	方法論に記載はないが、プロジェクト特有の数値として PDD に盛り込まれ、プロジェクトが登録されれば、プロジェクト実施後はモニタリングしなくてよいデフォルト値（事業固有値）。
MA	プロジェクト実施後に定期的にモニタリングが必要なもので、公的機関発表の数字や、既に公になっている数字を使用するもの。(プロジェクト実施者が自ら計器を設置してモニタリングするものではない)
MB	プロジェクト実施後に定期的にモニタリングが必要なもので、電力会社との取引に用いる電力量等、公式な取引数量を使用するもの。
MC	プロジェクト実施後に定期的にモニタリングが必要なもので、上記 MA、MB 以外のもので、プロジェクト実施者が自ら計器を設置してモニタリングするもの。
C1	プロジェクト登録時にデフォルト値などを基に予め計算しておくもの。
C2	プロジェクト実施時にモニタリング結果などを基に計算するもの。

なお、本方法論においてはデフォルト値及び事前設定値は使用しない。

4.3　リファレンス排出量の算定根拠

リファレンスシナリオは系統電力の購入の継続であり、リファレンス排出量は発電電力量に系統の排出係数を乗じて算出する。

上記のようなリファレンスシナリオの設定ができる根拠は、本方法論で想定されるプロジェクトの収益性に依拠している。ここで、本方法論で想定している代表的なプロジェク

トは、大規模太陽光発電所のプロジェクトとビル屋上における太陽光発電のプロジェクトである。

上記のような本方法論で想定されるプロジェクトをJCMの制度の下で実施しない場合、すなわちクレジット収入も見込めず、日本政府による補助金や低利融資などの日本からの資金支援も期待できない場合、年間発電量予想に基づいて収益性を計算すると、ビル屋上における太陽光発電システムは収益性がなく、大規模太陽光発電所の収益性はモンゴル市中銀行の貸出金利よりも低く、本方法論で想定するプロジェクトはリファレンスシナリオにはなり得ず、追加的な排出削減があることになるからである。

4.4　リファレンス排出量の算定方法

以下にリファレンス排出量の算定式を示す。

$$RE_y = EG_{PJ,y} \times EF_{PJ,y}$$

RE_y　：リファレンス排出量（tCO_2/y）

$EG_{PJ,y}$：発電電力量（MWh/y）

$EF_{PJ,y}$：y年の系統の排出係数（tCO_2/MWh）

発電電力量はモニタリング期間の最初と最後に電力量計の値を記録することにより入手する。電力量計の設置場所は付帯／管理設備の電力消費を差し引いた正味の発電量が計測できる位置としなければならない。系統連係をする場合は、電力量計により計測された電力会社との間の公式な取引数量データのモニタリングを行う。この場合電力量計の計測は電力会社の担当者によって行われる。系統連係が無い場合は、プロジェクト実施者が電力量計により発電電力量を計測しその結果を記録することになる。

排出係数については第3章に詳述した通り、オプション1から5までのうちいずれかの数値を使用することになる。以下にリファレンス排出量の試算結果を示す。

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN 10MW級太陽光発電所の場合、リファレンス排出量の推計値は以下のようになる。

14,127(MWh/y) × 1.0650(tCO_2/MWh) = 15,045.26(tCO_2/y)

排出係数はホスト国協議会において、モンゴルの環境グリーン開発省の参加者から支持を得られた考え方である、将来的に西グリッドが中央グリッドに接続され、オプション2を適用した場合の排出係数の概略値をここでは使用している。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電の場合、モデルケースとして3.78kwの発電容量の規模をウランバートル市内に設置した場合におけるリファレンス排出量の推計値は以下のようになる。

$$4.478(MWh/y) \times 1.1030(tCO_2/MWh) = 4.94(tCO_2/y)$$

4.5　プロジェクト排出量の算定根拠

プロジェクト排出量は、プロジェクトの実施により、発電所の照明設備、メンテナンス等のために新たに系統電力を消費する場合に、系統電力消費量に系統の排出係数を乗じて算出する。なおここでは、その他の需要設備として定義されるプロジェクト実施前から存在した建築物、施設等の電力需要設備で、発電設備の運転、維持管理には直接必要のないものの消費電力は考慮しない。

4.6　プロジェクト排出量の算定方法

以下にプロジェクト排出量の算定式を示す。

$$PE_y = EC_{PJ,y} \times EF_{PJ,y}$$

PE_y　：プロジェクト排出量（tCO_2/y）

$EC_{PJ,y}$　：系統電力消費量（MWh/y）

$EF_{PJ,y}$　：y年の系統の排出係数（tCO_2/MWh）

系統電力消費量はモニタリング期間の最初と最後に電力量計の値を記録することにより入手する。電力量計の設置場所は付帯／管理設備の電力消費を差し引いた正味の発電量が計測できる位置としなければならない。電力量計により計測された電力会社との間の公式な取引数量データのモニタリングを行う。この場合電力量計の計測は電力会社の担当者によって行われる。

排出係数については第3章に詳述した通り、オプション1から5までのうちいずれかの数値を使用することになる。

以下にプロジェクト排出量の試算結果を示す。

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN 10MW級太陽光発電所の場合、プロジェクト排出量の推計値は以下のようになる。

$$234(MWh/y) \times 1.0650(tCO_2/MWh) = 249.21(tCO_2/y)$$

排出係数はホスト国協議会において、モンゴルの環境グリーン開発省の参加者から支持を得られた考え方である、将来的に西グリッドが中央グリッドに接続され、オプション2を適用した場合の排出係数の概略値をここでは使用している。

表-4-5　DURGUN　10MW級太陽光発電所　電力消費量試算

場所	用途	容量	使用時間	電力量
-	-	kW	hr/年	kWh/年
運転員事務所	照明	0.2	4,380	876
	コンセント	1.0	8,760	8,760
	冷房	2.0	2,628	5,256
	暖房	2.0	6,132	12,264
警備員詰所	照明	0.2	4,380	876
	コンセント	0.5	8,760	4,380
	冷房	2.0	2,628	5,256
	暖房	2.0	6,132	12,264
屋外照明	-	20.0	4,380	87,600
監視カメラシステム	-	1.0	8,760	8,760
パワーコンディショナー	照明	1.0	100	100
	コンセント	0.1	100	10
	冷房	10.0	2,628	26,280
	暖房	10.0	6,132	61,320
合 計	-	-	-	234,002

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電の場合、モデルケースとして3.78kwの発電容量の規模をウランバートル市内に設置した場合について検討したが、上記DURGUN 10MW級太陽光発電所で検討したような設備は必要でなく、プロジェクト排出量はゼロとなる。

4.7　モニタリング手法

本プロジェクトのモニタリング項目は、排出係数のほかには、リファレンス排出量の算定に係る発電電力量とプロジェクト排出量の算定に係る系統電力消費量である。系統に連系して売電を行うDURGUN　10MW級太陽光発電所の場合は、電力量計により計測された電力

会社との間の公式な取引数量データのモニタリングを行う。その際、西部電力会社が発行する請求書等の証憑を根拠とする。西部電力会社電力量計の検針を行う際には、モニタリングの担当者が可能な限り立ち会うことを原則とする。

屋上太陽光発電システムの場合は系統に連系する計画は無いので、プロジェクト実施者が電力量計により発電電力量を計測しその結果を記録することになる。

4.8　GHG排出量及び削減量

排出削減量は以下の式で計算する。

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

ER_y　：排出削減量（tCO_2/y）

RE_y　：リファレンス排出量（tCO_2/y）

PE_y　：プロジェクト排出量（tCO_2/y）

以下に排出削減量の試算結果を示す。

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN 10MW級太陽光発電所の場合、排出削減量の推計値は以下のようになる。

$$15,045.26(tCO_2/y) - 249.21(tCO_2/y) = 14,796.05(tCO_2/y)$$

排出係数はホスト国協議会において、モンゴルの環境グリーン開発省の参加者から支持を得られた考え方である、将来的に西グリッドが中央グリッドに接続され、オプション2を適用した場合の排出係数の概略値をここでは使用している。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電の場合、モデルケースとして3.78kwの発電容量の規模をウランバートル市内に設置した場合における排出削減量の推計値は以下のようになる。

$$4.94(tCO_2/y) - 0(tCO_2/y) = 4.94(tCO_2/y)$$

次頁以降に排出削減量の試算結果を方法論スプレッドの計算過程シートにて示す。

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

Joint Crediting Mechanism Monitoring Plan Sheet (Calculation Process Sheet) [Attachment to Project Design Document]				
1. Calculations for emission reductions	**Fuel type**	**Value**	**Units**	**Parameter**
Emission reductions during the period of year y		14796.05	tCO_2/y	ER_y
2. Selected default values, etc.				
3. Calculations for reference emissions				
Reference emissions during the period of year y		15045.26	tCO_2/y	RE_y
Amount of electricity generation		14127.00	MWh	$EG_{PJ,y}$
Grid emission factor		1.065	tonCO2/MWh	$EF_{PJ,y}$
4. Calculations of the project emissions				
Project emissions during the period of year y		249.21	tCO_2/y	PE_y
Grid electricity consumption		234.000	MWh	$EC_{PJ,y}$
Grid emission factor		1.065	tCO_2/MWh	$EF_{PJ,y}$

図-4-1　排出削減量試算結果（DURGUN　10MW級太陽光発電所）

■　屋上太陽光発電システム

Joint Crediting Mechanism Monitoring Plan Sheet (Calculation Process Sheet)				
				[Attachment to Project Design Document]
1. Calculations for emission reductions	**Fuel type**	**Value**	**Units**	**Parameter**
Emission reductions during the period of year y		4.94	tCO_2/y	ER_y
2. Selected default values, etc.				
3. Calculations for reference emissions				
Reference emissions during the period of year y		4.94	tCO_2/y	RE_y
Amount of electricity generation		4.48	MWh	$EG_{PJ,y}$
Grid emission factor		1.103	tonCO2/MWh	$EF_{PJ,y}$
4. Calculations of the project emissions				
Project emissions during the period of year y		0	tCO_2/y	PE_y
Grid electricity consumption		0.000	MWh	$EC_{PJ,y}$
Grid emission factor		1.103	tCO_2/MWh	$EF_{PJ,y}$

図-4-2　排出削減量試算結果（3.78kW屋上太陽光発電システム）

第5章　PDD作成に係る調査

5.1　プロジェクト実施体制及び参加者

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

プロジェクトの実施体制であるが、DRUGUN　10MW級太陽光発電所については賛光精機に加えてもう一社の日本企業とモンゴルの民間企業により設立される合弁会社によって、発電所の運営管理にあたることを想定している。現時点で想定されるプロジェクト参加者は、日本側は清水建設及び賛光精機であり、モンゴル側は再生可能エネルギーセンターであるが、今後プロジェクトの参加に関心をもつ日本側及びモンゴル側の民間企業と協議を詰めていかなくてはならない。

■　屋上太陽光発電システム

また、屋上太陽光発電システムは、案件を特定できていないが、数件のビルを一括して補助事業としての申請及び案件の登録を行うことも視野に入れて検討している。その場合は清水建設及び賛光精機に加えて、モンゴル側の代表者としてサンコーソーラーモンゴリア社がプロジェクト参加者となることを想定している。

5.2　プロジェクト開始時期及び実施期間

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10MW級太陽光発電所については、モンゴル政府による予算措置があれば、投資条件が改善され、日本企業にせよモンゴル企業にせよ、企業の投資判断もより容易なものとなる。2014年においては、モンゴル政府の予算措置に対する働きかけを進めることが現実的である。第9章において工程表を例示しているが、PDD案においては、プロジェクト開始は2016年の4月とし実施期間は20年とする。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電システムについては、特別の許認可は不要である。案件は特定されておらず、既存のビルの状況にもよるが、リードタイムは4か月程度となる。PDD案においては、プロジェクト開始時期は2014年10月とし、実施期間は20年とする。

5.3　方法論適格性要件との整合性確保

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10MW級太陽光発電所については、適格性要件との整合性は以下のように確保されている。

表-5-1　DURGUN　10MW級太陽光発電所の適格性要件との整合性

適格性要件	左記要件が適切であると考える理由
モンゴルにおいて、太陽光発電設備を新規に導入するプロジェクトであること。	本プロジェクトは、モンゴル西部の都市であるDURGUNに10MWの太陽光発電所を新設するものである。 したがって、要件に合致している。
Greenfield projectであること、または、プロジェクト実施前は自家発電設備を持たず系統から電力を購入していること。プロジェクト実施後も太陽光発電以外の自家発電設備を持たないこと。	本プロジェクトは、Greenfieldプロジェクトである。 したがって、要件に合致している。
以下のいずれかであること。 ✓ パターン1：常時系統連系方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、常時系統連系をして、発電量が当該施設（付帯／管理施設とその他の需要設備、以下同じ）の電力需要よりも多い場合は売電をするか、蓄電池の蓄電をし、発電量が当該施設の電力需要よりも少ない場合は買電をするか蓄電池の放電を行う。 ✓ パターン2：系統連系－独立切替運転方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、発電設備からの電力を当該施設に供給できる場合は独立で運転し、そうでない場合は発電設備を切り離して系統から買電を行う。 ✓ パターン3：常時独立運転方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、常時独立で運用する。	本プロジェクトでは、新設する太陽光発電所は常時系統連系をして、発電量が発電所内の電力需要より多い場合は全量売電する。 したがって、パターン1にあたるため、要件に合致している。
使用する太陽光発電パネルは、ISO9001の認証を受けた工場で製造され、国際電気標準会議の性能試験 IEC 61215 と安全試験 IEC 61730 に合格した製品であること。	使用する予定の太陽光発電パネルは、ISO9001の認証を受けた工場で製造され、国際電気標準会議の性能試験 IEC 61215 と安全試験 IEC 61730 に合格した製品である。 したがって、要件に合致している。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電システムについては、適格性要件との整合性は以下のように確保されている。

表-5-2　屋上太陽光発電システムの適格性要件との整合性

適格性要件	左記要件が適切であると考える理由
モンゴルにおいて、太陽光発電設備を新規に導入するプロジェクトであること。	本プロジェクトは、ウランバートル市内にある既存建物の屋上に、3.78kW の太陽光発電システムを新規に設置するものである。 したがって、要件に合致している。
Greenfield project であること、または、プロジェクト実施前は自家発電設備を持たず系統から電力を購入していること。プロジェクト実施後も太陽光発電以外の自家発電設備を持たないこと。	本プロジェクトは、系統から電力を購入している既存建物の屋上に太陽光発電システムを設置する。 したがって、要件に合致している。
以下のいずれかであること。 ✓ パターン 1：常時系統連系方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、常時系統連系をして、発電量が当該施設（付帯／管理施設とその他の需要設備、以下同じ）の電力需要よりも多い場合は売電をするか、蓄電池の蓄電をし、発電量が当該施設の電力需要よりも少ない場合は買電をするか蓄電池の放電を行う。 ✓ パターン 2：系統連系－独立切替運転方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、発電設備からの電力を当該施設に供給できる場合は独立で運転し、そうでない場合は発電設備を切り離して系統から買電を行う。 ✓ パターン 3：常時独立運転方式。発電設備と同時に必要に応じて蓄電池も設け、常時独立で運用する。	本プロジェクトでは、常時系統連系をする。発電量が太陽光発電システムの運転、維持管理に必要な設備とシステムを設置する建物の電力需要設備の電力需要より多い場合は売電を行う。 したがって、パターン 1 にあたるため、要件に合致している。
使用する太陽光発電パネルは、ISO9001 の認証を受けた工場で製造され、国際電気標準会議の性能試験 IEC 61215 と安全試験 IEC 61730 に合格した製品であること。	使用する予定の太陽光発電パネルは、ISO9001 の認証を受けた工場で製造され、国際電気標準会議の性能試験 IEC 61215 と安全試験 IEC 61730 に合格した製品である。 したがって、要件に合致している。

5.4　プロジェクト排出源とモニタリングポイント

プロジェクト排出はプロジェクト対象の発電所の電力消費による排出になるので、モニタリング機器となる電力量計の設置場所は、付帯／管理設備の電力消費を差し引いた正味の発電量が計測できる位置としなければならない。以下にモニタリング計画図を示す。

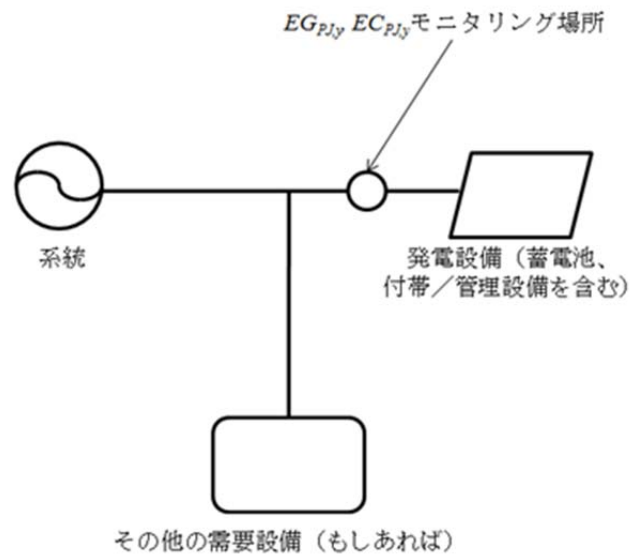



図-5-1　モニタリング計画図

5.5　モニタリング計画

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10MW級太陽光発電所については、再生可能エネルギーセンターが責任を持って実施することを想定している。以下にDURGUN　10MW級太陽光発電所について、再生可能エネルギーセンターに提案しているモニタリング体制シートを示す。

Monitoring Structure Sheet [Attachment to Project Design Document]

Responsible personnel	Role
プロジェクトマネージャー （再生可能エネルギーセンター副社長）	モニタリング担当者の任免を行う。 モニタリング報告書の最終確認を行う。
副プロジェクトマネージャー （再生可能エネルギーセンター部長）	モニタリングデータの写しを保管する。 モニタリングデータのチェックを行う。 モニタリング報告書を作成する。
施設マネージャー （再生可能エネルギーセンター職員）	電力量計を維持管理し、校正手続きを行う。 モニタリングデータを収集、記録、保管する。 副プロジェクトマネージャーにモニタリングデータを提出する。
運転員 （再生可能エネルギーセンター職員）	電力量計を維持管理する。 モニタリングデータを収集、記録、保管する。

図-5-2　モニタリング体制シート　DURGUN　10MW級太陽光発電所

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電システムは、現段階で具体的案件は特定されていないが、建物のオーナーがMRV体制を構築することになる。次の図はモニタリング体制の一例である。

Monitoring Structure Sheet [Attachment to Project Design Document]

Responsible personnel	Role
プロジェクトマネージャー	プロジェクトの実施とモニタリング報告書作成を行う。
施設マネージャー	モニタリングデータの収集と保管を行う。 モニタリング機器の維持管理を行い校正手続きを行う。
運転員	モニタリングをデータの記録及びチェックを行う。

図-5-3　モニタリング体制シート　屋上太陽光発電システム

第6章　環境影響評価に関する調査

6.1　　発電所に関するモンゴルにおける環境影響評価制度

10MW級以上の発電所については、環境グリーン開発省による概要評価を受けなければならない。概要評価の詳細は次項に示すが、DURGUN　10MW級太陽光発電所は、環境グリーン開発省による概要評価の対象となる。なお、屋上太陽光発電システムは、既存の建築物の屋上を活用するものである限り、環境影響評価の対象とはならないとのことである。

6.2　　環境グリーン開発省による概要評価

プロジェクトの実施にあたっては、環境グリーン開発省に概要評価を申請する必要があるが、概要評価を申請するにあたっては、以下のような書類の提出が必要になる。

- ✓ 環境グリーン開発省に対して概要評価を依頼する申請書。申請者のレターヘッドで作成し、申請者の連絡先等を明記する。
- ✓ 関係機関から承認を受けているFS。エネルギー省の承認を得る場合、科学技術委員会で審査されることになる。この委員会は1～2カ月に1回開催される。このFSにはライセンス業者により作成された設計図書も含まれていなければならず、資材についても仕様が明記されていなければならず、即プロジェクトの実施が可能となるレベルの精度が要求される。
- ✓ プロジェクト概要書。プロジェクト所在地、実施者住所、プロジェクトの規模や仕様、資材の調達先と輸送方法、プロジェクト所在地の水資源や電力インフラの状況等の記載も必要となる。
- ✓ 廃棄物についての説明書。どのような廃棄物が出るか。またその処理方法を記す。
- ✓ ソム長からの証明書。プロジェクト所在地を所管するソムがプロジェクト実施の承認をしていることが示されている必要がある。
- ✓ プロジェクト所在地周辺情報。地図、写真、地形、気象データ、ソム人口や面積、需要等につき記載される。
- ✓ 導入されている環境技術と環境管理についての説明書。環境に優しい技術をいかに活用して環境対策の管理をしているかという説明が求められる。
- ✓ 県、ソム等の地方行政機関により発行された土地の使用許可を証明する書類。
- ✓ 申請者の登記簿謄本。公証されていることが必要。この要件があるので、モンゴルの機関しか申請できないことになる。
- ✓ 資材調達に関する詳細情報。可能なら、調達に関する契約書のコピーまで提出できればよいとのことである。

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

各申請書類の作業状況は以下の通りである。

表-6-1　DURGUN　10MW太陽光発電所　環境影響評価概要評価必要書類作業状況

書類	作業状況
申請書	事業主体が決定次第速やかに作成する。
承認済のFS	設計図面作成及び建設・運営費積算は完了している。 事業主体決定後系統連係安定化計算を発注した上で、 エネルギー省に対して承認申請する。
プロジェクト概要書	作成済
廃棄物についての説明書	太陽光発電の場合は特に要求されない。
地方行政の首長からの証明書	県知事からのレターを取得済。
プロジェクト所在地周辺情報	作成済
環境技術と環境管理についての説明書	作成済
土地利用許可証	県知事からのレターを取得済。
申請者の登記簿謄本	事業主体が決定次第速やかに作成する。
資材調達に関する詳細情報	作成済

今後、事業主体が決定した後にFSの詳細な内容ついての合意形成が必要になるが、その作業が終了し次第、エネルギー省の科学技術委員会へFSの承認申請をを行うことが可能である。

6.3　ライセンス業者による詳細調査

環境グリーン開発省は申請がなされた後、10営業日以内で概要評価を終了させる。評価の結果、更なる詳細調査が必要と判断されれば、環境グリーン開発省が詳細調査に関する指示書を作成する。なお、10MW以上の規模の場合には必ず詳細調査が必要になるそうであり、本プロジェクトの場合は境界線上となる。環境グリーン開発は指示書において、どの程度の期間をかけて、何を調査するのかといった内容を明記するとのことであるが、調査期間は最低でも3カ月は要するとのことである。

また、詳細調査は必ずライセンスを持つ業者によって実施されなければならない。詳細調査となった場合には、当該地域住民の承認を得ることが義務付けられている。承認のプロセスは以下の通りとなる。まずプロジェクトの申請者と詳細調査を行うライセンス業者及びソムの下の行政単位であるバグの長が住民会議を主催し、その議事録をソム長へ提出する。次にソム長は自身のコメントや要望等を添えて意見書を作成する。その後、これらの書類がソム議会へ提出されて審議されて、最終的な承認を受けることになる。

詳細調査の報告書は、環境グリーン開発省に提出されて審査を受けることになるが、環境グリーン開発省による審査期間は、報告書受領後30日以内とのことである。

第7章　現地利害関係者協議に関する調査

7.1　利害関係者の範囲

モンゴルにおいて、JCMプロジェクトの実施にあたって協議を行うべき利害関係者を明確に定義している規定は無いとのことであった。本プロジェクトの利害関係者としては、①エネルギー省等の中央官庁、②ホブド県庁等の地方行政機関、③地域住民その他関心を持つ人等が考えられる。まず、中央官庁に関しては、エネルギー省において、副大臣にヒアリングすることでコメントを収集している。環境グリーン開発省においては、気候変動調整室の担当官にヒアリングすることでコメントを収集した。地方行政機関に関しては、DURGUNを管轄するホブド県の知事及び副知事にヒアリングすることでコメントを収集した。頂いたコメントは本章の中で紹介するが、全て本プロジェクトに対して好意的なものであった。

7.2　コメントの収集方法とアンケート結果

環境グリーン開発省にヒアリングしたところ、モンゴルにおいて、JCMプロジェクトの実施にあたって、利害関係者からのコメントを収集する方法については明確な規定及びガイドラインは無いとのことであった。また、近い将来に決定される予定もないとのことであり、CDMプロジェクトにおける前例を踏襲することを提言したいとのことであった。

モンゴルにおけるCDMプロジェクトでは、プロジェクトに関心のある人を集め、会合を開くことが行われている。既に登録を受けているプロジェクトのPDDを調査した結果、利害関係者の範囲として地元住民を対象とし、コメントの収集方法としてアンケート方式あるいはインタビュー方式を採用しているものがある。一方で、利害関係者の範囲を限定せずに、コメントの収集方法としてフォーラムを開催する方式、テレビでレポートを行う方式なども行われている。

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

今回DURGUN　10MW級太陽光発電所に関しては、2013年10月下旬にプロジェクト所在地であるDURGUNソムにおいてアンケート方式を採用してコメントの収集を行った。16名の地方公務員を含む44名の住民に対してアンケートを実施し、回収した回答の集計結果を次頁の表に示す。環境に関連して否定的影響があるという回答はゼロであった。

表-7-1　DURGUNソムにおけるアンケート結果

アンケート項目	肯定的	否定的	中立
雇用に対する影響	32	0	4
地方財政の関する影響	29	1	6
経済発展に関する影響	31	2	8
貧困削減に対する影響	28	0	4
生活の質に関する影響	27	0	4
土地利用に関する影響	15	0	6
騒音に関する影響	25	0	10
大気汚染に関する影響	22	0	12
水質汚濁に関する影響	25	0	9

7.3　収集されたコメント

以下に政府関係者から収集したコメントを紹介する。

エネルギー政策を所管するエネルギー省のDavaadorj副大臣のコメントは以下の通りである。「この案件はエネルギー省にとって重要であり、JCMで実施されるものであると認知している。この案件を応援する。また、JCMにおけるエネルギー省の役割を検討中であるし、日本の技術を活用したい。この案件にモンゴル政府から補助金が出せるかどうかは、この調査の結果次第である。調査報告書に費用対効果を明示してもらいたい。当省としては、ODAを活用する可能性もあると考えている。」以上の通り、前向きな評価と期待感とについては表明されているが、モンゴル国側の予算措置については慎重な姿勢が示されている。

次に環境グリーン開発省のHead of CDM National BureauであるTsendsuren氏のコメントを紹介する。「現在再生可能エネルギープログラムの見直しが行われており、DURGUNはタイシルと並んで水力発電の強化対象だ。すでにグリッドに接続されており、グリッドのインフラも整っているので太陽光発電も併せてやろうということになっているので実現の可能性はあると思う。当省ではウランバートルの大気汚染対策プロジェクトに取り組んでいるが、2000万ドルという予算なので、小規模のものを数多くというスタンスだ。屋上太陽光発電が助成の対象になることはありうる。例えば輸入業者に対する税金減免や購入者に対する長期低利融資などの方法が考えられるが、まだ具体的に何か決まったわけではないし、予算の規模は限られている。」以上の通り前向きな評価を頂いたが、特にウランバートル市の環境改善に資する可能性のある屋上太陽光発電に関心が寄せられた。

ホブド県のTseveenravdan知事からは以下のコメントを頂いている。「ホブドは国内でも日射量の多い所として知られる。また大きな湖が多く、良く風が流れる。これらの資源を生かして再生可能エネルギーの複合施設（コンプレックス）を建設し、ホブドを再生可能

エネルギーのモデルにしたい。1か所にまとめる方が便利だ。DURGUNからの送電線は100kVある。必要なら拡張も可能だ。消費者に安く使い勝手の良い電力を供給できるようにしたい。環境に優しいエネルギーで経済発展するのが理想だ。モンゴルの一人当たりGDPは2,500USDだがホブド県は1,000USDに留まる。経済格差の是正に取り組みたいし、産業を振興して人口流出を抑制したい。過去6年間で西部地域から10万人が流失した。ホブド県からは2万人になる。今回のウランバートル出張では首相ほか要人に会ってきたが、西部地域の経済発展がウランバートルへの人口集中を抑制するとアピールして賛同が得られた。そのためにも電力供給強化は重要だ。本プロジェクトには県をあげて支援をしたい。口先だけでないつもりなので出来ることは言ってほしい。」以上の通り非常に積極的なコメントを頂いており、西部地域発展の契機となる本プロジェクトへの期待感が表明されている。

ホブド県のAmarsanaa副知事からは以下のコメントを頂いている。「DURGUNの水力発電は稼働しているが、西部地域ではロシアからの輸入に70%の電力を頼っているのが現状だ。ホブド県としても太陽光、風力などの再生可能エネルギープロジェクトの推進に関心を持っている。本件が実現すればロシアから高い価格で電力を買う必要がなくなり、その結果として、住民に安価な電力を供給することが期待でき、行政としても支援したいし、中央官庁からの支援が得られるように協力したい。土地の使用については県庁で調整するし、使用料の心配はしなくていいと思う。また、最近ホブドでも家庭用太陽光発電を導入する人が増えているが、故障等でうまく稼働しない場合もある。可能ならば、建設する施設の関係者からの技術サポートをお願いしたい。」

最後にホブド県選出の国会議員であるBattsogt議員からは以下のコメントを頂いている。「ホブド県については将来的に電力を再生可能エネルギーで100%賄いたいと考えている。基本的にDURGUNのメガソーラーのプロジェクトは応援する考えであるし、モンゴルの国家予算がつくように活動していく所存だ。私も大統領も西部出身であり、ホブド県を再生可能エネルギー活用の模範例にしたいと考えている。エネルギー省とも話をして本プロジェクトの予算確保の作業を進めたい。」

第8章　計測機器の精度及び校正に関する調査

発電電力量、系統電力消費量共に、計測機器は電力量計となる。電力量計は零下40度の環境でも作動することが要求されており、デジタル式となる。また、１台の電力量計で、発電電力量と系統電力消費量の両方を別々に計測することが可能である。モンゴルの規準に則った精度の機器を使用し、モンゴルの規準に則って校正を行うことになる。

8.1　　電力量計の精度に関する規準

本プロジェクトの場合、実測によるモニタリング対象パラメータの計測機器は、電力量計のみである。標準化計量庁によれば、検査している電力量計は100種類以上あるが、60％が中国製、残りがロシア製、ドイツ製、チェコ製とのことであった。国立送電会社に確認して確認したところ、売電と買電の双方向の電力を測定できる電力量計が使用可能とのことであった。精度についてはDURGUN　10MW級太陽光発電所の場合は、モンゴルにおける電力量計の規準で最高レベルとなるクラス0.2Sと呼ばれる誤差が0.2%以内の精度の機器が要求されるとのことであった。また、DURGUN　10MW級太陽光発電所の場合は、売電も行うので、電力量計の選定は買電側の西部電力システムによって行われる。

屋上太陽光発電の場合はクラス１と呼ばれる誤差が1%以内の精度の機器が要求されることになる。売電を行わない屋上太陽光発電については、国立送電会社の実験施設において電力量計の選定を行う。

8.2　　電力量計の校正に関する規準

モンゴルにおいては、零下40℃でも使用可能な電力量計が要求されていることもあり、電力量計のデジタル化が進んでいる。アナログ式の場合は校正期間が3年となる場合もあるが、デジタル式の場合、校正期間は8年になる。

DURGUN　10MW級太陽光発電所の場合はは、西部電力システムに当社のような大規模な実験施設がないため、国立送電会社の移動施設が西部へ出張して、精度の確認のための計測等を行い校正を行うことになる。電力量計の校正に必要な費用は2～3万Tgで、これにサービス料と交通費が科される。国立送電会社による調整が終了した後、標準化計量庁の職員が検査に来て封印をしていくことになるが、書類の確認と封印をするだけであり、それ以外に精度の確認のための計測等をするわけではない。標準化計量庁による最終検査費用は最大でも55,000Tgとのことであった。

第9章　プロジェクト計画に関する調査

9.1　　プロジェクト開発状況

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10MW級太陽光発電所の資金計画に関しては、二国間オフセット・クレジット制度を利用したプロジェクト設備補助事業として認定されて補助金の交付を受けることで、その一部分を賄うことを目指したい。補助金の申請は、日本法人とモンゴル法人により構成され、事業実施を効率的に推進する組織である国際コンソーシアムの構成員が共同で申請し、国際コンソーシアムの代表事業者である日本法人が補助対象者となる。補助対象者となる日本法人は賛光精機株式会社及び現在協議中のもう１社がなることを想定している。賛光精機株式会社はモンゴルに100％子会社であるサンコーソーラーモンゴリアを設立し、太陽光発電パネルの製造を行っており、交付される補助金の一部は同社によるパネルの製造コストに充当されることになる。国際コンソーシアムのモンゴル側の構成員については、まず再生可能エネルギーセンターが想定される。エネルギー省傘下の国営企業である同社は、モンゴルにおける再生可能エネルギープロジェクトの実施機関として実績を積んでいる。同社によれば、同社が直接発電所の運営機関として事業に参画して売電収益をあげることは、国営企業としての性格上許可が得られにくいとのことであった。しかしながら、モンゴル政府との調整や折衝及びMRVの実施等についての業務への参画には強い意欲を示している。また、設備補助を受けた以上、国際コンソーシアムの代表事業者である日本法人は責任を持って、取得財産の管理義務を履行しなければならない。その為には、賛光精機株式会社もしくは他の日本法人が完成した発電所の運営に何らかの形で関与することが必要となると考えられる。再生可能エネルギーセンター等モンゴル側のコンソーシアムメンバーだけの運営管理となった場合には、日本法人が補助事業により整備された施設の管理を十分に出来ないリスクを負うことになるからである。解決策としては、日本法人とモンゴル企業による合弁会社を事業運営主体とすることで、国際コンソーシアムのメンバーに加えることにつき具体的検討を継続する。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電システムについては、個別の案件は小規模であるものの、数件のビルを一括して実施することにより、設備補助事業の対象とすることも考えられよう。この場合は賛美精機とサンコーソーラーモンゴリアで国際コンソーシアムを組成し、サンコーソーラーモンゴリアが一括して各屋上太陽光発電システムの建設及び維持管理、MRVを行う。

9.2　資金計画

9.2.1　モンゴル政府による予算措置

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10MW級太陽光発電所については、日本政府による設備補助で賄えない部分については、再生可能エネルギーセンターがエネルギー省及びホブド県に働きかけ、本プロジェクトへのモンゴル政府による予算措置を実現させることが期待される。エネルギー省の副大臣へヒアリングしたところによれば、モンゴル政府の予算措置については本年度の調査結果を見て判断したいとのことであった為、モンゴル政府の予算措置がなされるのは、早くても2015年の予算ということになる。再生可能エネルギーセンターはエネルギー省傘下の国営企業という特性と人脈を活用しつつ、今後もエネルギー省に対して本プロジェクトの意義を説明し、予算措置の実現へ向けた働きかけを継続する予定である。予算措置が実現する場合は再生可能エネルギーサンターが受け取り主体となり、施設の建設等を行うことが想定される。

なお、モンゴル政府による予算編成スケジュールは次の通りである。まずは所管官庁であるエネルギー省が経済開発省との事前協議を経たうえで、財務省に対して予算の申請を行う必要があるが、その申請の提出時期は毎年8月になる。従って8月にエネルギー省から財務省に対してDURGUN　10MW級太陽光発電所の予算が申請されるように働きかけることが重要となり、この点はエネルギー省傘下の国営企業である再生可能エネルギーセンターの尽力が大きなウエイトを占める。再生可能エネルギーセンターの社長によれば、エネルギー省の意思決定においては大臣の発言権がことのほか大きいとのことであり、大臣への働きかけに全力を挙げたいとのことであった。その後財務省による審査を経てモンゴル政府としての予算案が編成され、国会に提出されるのが10月、国会承認が11月というのが一般的なスケジュールとなり、これはモンゴルの予算に関する法律に定められている。エネルギー省及びその他関係機関に対する働きかけにあたって、再生可能エネルギーセンターから資料の提供等の支援依頼がある場合は、コンプライアンスには最大限配慮しつつ可能な限り支援をしたいと考えている。エネルギー省からは本調査の結果概要を報告した際に大変肯定的な意見をいただいており、ホブド県選出の国会議員であるBATTOGT氏に対して本プロジェクトの説明をして頂いている。本報告書第7章でも言及している通り、同議員からは本プロジェクトへの予算措置に協力いただける旨コメントを頂戴しており、モンゴル政府予算確保の確度は上がってきていると考えられる。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電システムについては、特に大気汚染が深刻なウランバートルにおける環境改善に対して効果を発揮することが期待されている。環境グリーン開発省によれば、総額

2000万ドルの予算でウランバートルの大気汚染対策プロジェクトに取り組んでいるとのことであり、小規模のプロジェクトを数多くという方針であるので、屋上太陽光発電が助成の対象になる可能性はあるとのことであった。現在のところ、太陽光発電については助成の実績は無く、助成対象となるための基準もないとのことであるが、大気汚染対策に有効なのは間違いないので評価できるとのことであった。助成の方法としては、例えば購入者に対する長期低利融資などの方法が考えられるとのことであるが、現段階では具体化はしていないとの話である。こちらも、再生可能エネルギーセンターを通じた働きかけを継続したい。

9.2.2　公的機関からの資金調達

欧州復興開発銀行は、モンゴルにおける最初の大型再生可能エネルギープロジェクトであるSALKHIT50MW風力発電所の運営主体であるクリ―ンエネルギー社に対してオランダの民間銀行と協調して融資を行っている。同行は今後もモンゴルの再生可能エネルギープロジェクトに対して積極的に関与していく姿勢を見せている。

DURGUN　10MW級太陽光発電所について融資を受ける場合であるが、大きく分けてプロジェクトの資産及び将来の収益に基づく資金調達であるプロジェクトファイナンスと融資を受ける企業の財政状態、経営の状況、業務内容、信用情報、担保の価値などに基づく資金調達であるコーポレートローンの２通りが考えられる。プロジェクトファイナンスの場合であるが、発電所の施設を担保として供する必要が出てくるので、設備補助を申請する本件の場合にはなじまないことになる。コーポレートローンの場合は、事業運営主体となる合弁会社に、モンゴルにおいて信用力の高い民間企業が参画することが条件になる。SALKHIT50MW風力発電所の場合も、クリーンエネルギー社への出資母体であるニューコムグループに高い信用力があることで融資が実現したとのことである。

一方でモンゴルの民間銀行であるXac銀行は、日本政府による設備補助が支出されるまでの間の資金についてつなぎ融資の制度の構築を検討しているとのことである。モンゴル政府の環境グリーン開発省他との協議を行い、クリーンエア基金を保証金に活用する等して、市場金利より２％程度低い金利で融資出来るようにしたいとの意向であった。設備補助を受け取れるまでの間のキャッシュフローは確かに課題となるので確立されれば有効な制度ともいえるが、モンゴルの民間企業数社にヒアリングしたところでは、融資を受けるなら、日本企業が圧倒的に金利の低い日本において融資を受けるのが得策であるとのコメントが多いようである。

9.2.3　モンゴルの民間企業による投資

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

前項までで述べてきたとおり、DURGUN　10MW級太陽光発電所の運営主体はモンゴルの民間企業も出資する合弁会社になることを想定している。SALKHIT50MW風力発電所に出資し

ているニューコムグループにヒアリングを行ったが、同プロジェクトへの投資は、収益の追求というよりは、社会貢献という位置づけで実施したとのことであった。モンゴルにおける再生可能エネルギープロジェクトへの投資は、買電価格が低目に設定されていることから、高い内部収益率を期待するのは困難であるという認識であった。DURGUN 10MW級太陽光発電所の運営への参画の可能性について打診したところ、検討は可能ということで、担当者を指名頂き、検討頂くことになっている。

モンゴル有数の企業グループであるノミンホールディングスにもヒアリングを実施した。同グループはウランバートルから北へ200km程度のダルハンにおいて10MW級の太陽光発電所を建設する計画を持っており、大半を同グループの自己資金で賄うとのことであった。既に一部の調達契約も締結しており全ての準備が順調にすすめば、2014年中にも運営開始が可能とのことであった。同グループは売電事業のライセンスも保有しており、DURGUN における太陽光発電について技術的調査をドイツの会社と共同で行った実績があるとのことである。DURGUN 10MW級太陽光発電所の運営への参画についても積極的に検討する意思があるとのことであった。なお、期待する内部収益率は最低でも11%とのことであった。

今後再生可能エネルギーセンターを通じ、候補となるモンゴル企業への本件の紹介を継続頂く。

9.3 プロジェクト実施スケジュール

■ DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN 10MW級太陽光発電所については、モンゴルの民間企業の参画も念頭に置いているものの、モンゴル政府による予算措置があれば、投資条件が改善され、企業の投資判断もより容易なものとなる。2014年においては、モンゴルの民間企業との協議を進めつつ、モンゴル政府の予算措置に対する働きかけを進めることが現実的である。また、モンゴル政府の予算措置が認められなければ、再生可能エネルギーセンターの関与もごく限定的にならざるを得ない。

モンゴル政府による予算措置を念頭に置く場合、2014年の11月に本プロジェクトの予算が承認されることを想定してスケジュールを策定することになる。この場合パネルの製作がクリティカルパスとなるので、予算承認と同時に製作を開始し、翌2015年の秋までに製作を完了させる。基礎・架台の設置工事は冬季には施工が困難であるので、2015年の春から夏にかけて施工する。次項に工程の案を示すが、2015年におけるモンゴル政府の予算措置がなされる場合は、2015年の年末までにはパネルの配線やパワーコンディショナーの設置まで含めて全ての工事を完了させることを目標に施設の建設を進める。このスケジュールを実現させるためには、遅くとも2014年5月頃までには、プロジェクト参加者を確定させて、正式な各種許認可の申請手続きに着手する必要がある。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電システムについては、案件は特定出来ていないが、資材の調達や工事に関する制約はほとんどなく、JCMプロジェクトへの参加に賛同するビルオーナーが数件集まれば、2014年の補助事業申請を行うことが出来る可能性もある。

9.4　建設計画

9.4.1　施工計画

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10MW級発電所の施工にあたっては以下のような点に留意する。また、次頁に工程表を示す。

- ✓ 整地工事：プロジェクト予定地周辺は建築物等は存在せず、未利用の状態であるが、起伏はあるため、整地の作業が必要である。
- ✓ 基礎工事：プロジェクト予定地周辺は風が強く、冬は降雪もあるので、風圧、積雪荷重に耐え、パネルを設置する架台の安定を損なうことのない設計と施工が必要である。
- ✓ 架台工事：設置されたパネル同士で影を作ることで日射量の確保を損なうことがなく、また、パネルからの落雪に埋まらないような設計と施工が必要である。
- ✓ パネル設置・配線：強風や積雪の影響を受けないよう、パネルがボトル、ナット等で確実に固定されるよう施工監理が必要である。また、パネルや施工部材隙間に入った水の凍結・融解が問題にならないよう水抜き孔等に配慮した設計と施工が必要である。
- ✓ 受変電設備：モンゴルの規定であるMNS（Mongol National Standard）、NGC（National Grid Code）及び電力利用利用規約から逸脱しないよう、西部電力会社に確認を行いつつ施工する。

表-9-1　DURGUN　10MW太陽光発電所　工程表

	2014			2015											
	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
資材調達															
パネル作成															
整地工事															
基礎工事															
架台設置															
パネル設置															
パネル配線															
パワコン設置															
職員詰所・倉庫設置															
変受電設所建設															
変受電設設備設置															
連系テスト等															

9.4.2　資材の輸送

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

10MW級太陽光発電所の建設地であるDURGUNは同国西部に位置し、首都ウランバートルからの道のりは実測調査の結果約1,600kmであった。そのうち、約6割にあたる約960kmが舗装済みであり、残り約4割にあたる640kmが未舗装のままとなっている。特にアルタイ山脈の位置するゴビ・アルタイ県の未舗装道路の状況が芳しくなく、車両により太陽光発電パネルの輸送を行う際は大きな揺れと振動に対応することが必要になる。なお、ウランバートルからDURGUNの位置するホブド県まで太陽光発電パネルを輸送した経験を持つドライバーに対してヒアリングを行ったところ、梱包をしっかりと行えば輸送中に割れることは無かったっとのことであった。ホブド県の副知事によれば、2015年までには全て舗装道路で繋がる予定とのことであったが、工事の進捗を確認しつつ、品質に影響を与えないよう梱包を含めた輸送体制の確立が必要となる。

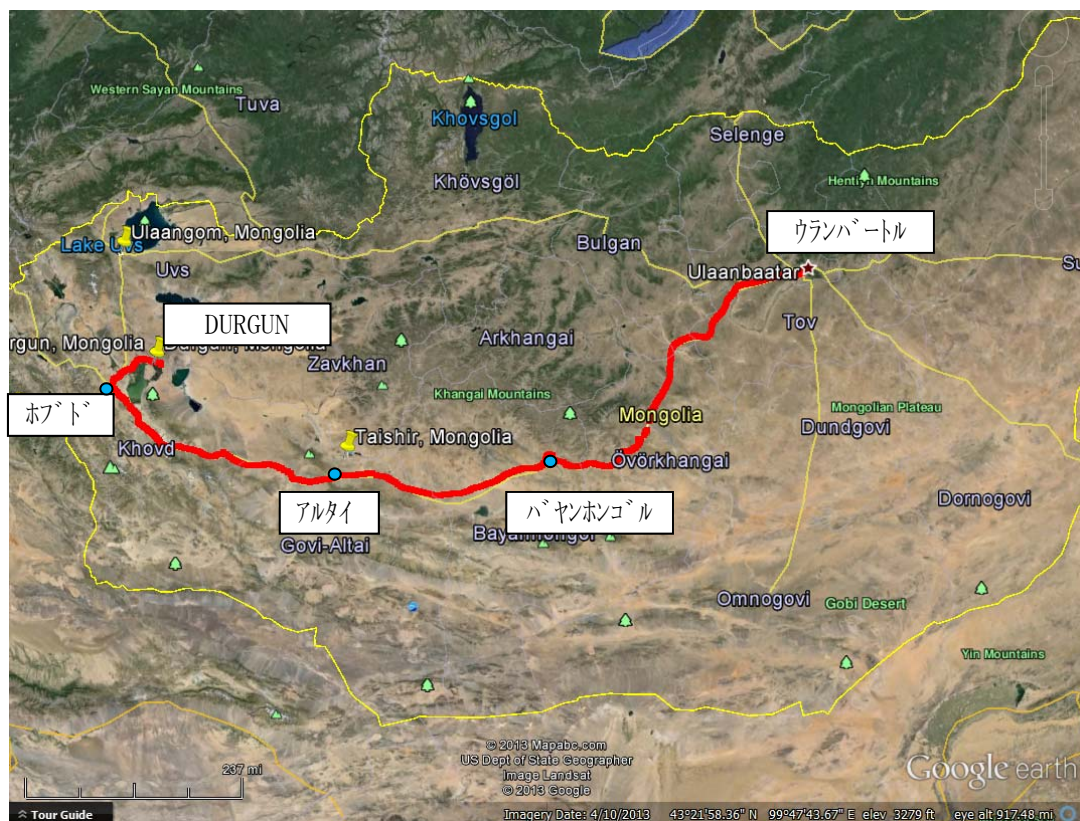



図-9-1　ウランバートルとDURGUNを結ぶ輸送経路

以下に輸送経路における代表的な道路状況の写真を示す。

写真-9-1　ウランバートルから約150km地点

ウランバートルから約640kmのバヤンホンゴルまでの間は道路状況に問題は無い。

写真-9-2　バヤンホンゴルから約20km地点

バヤンホンゴルを過ぎると未舗装区間の割合が高まる。

写真-9-3　アルタイから約200km地点

ゴビ・アルタイ県の道路は未舗装区間が多い。

写真-9-4　ホブドまで約20km地点

ホブド県の県庁所在地であるホブド周辺は舗装状況に問題は無い。

写真-9-5　ホブドから約35km地点

ホブド県の県庁所在地であるホブド周辺は舗装状況に問題は無い。

写真-9-6　ホブドから約70km地点

DURGUNまで最後の90kmは未舗装区間となり、道路状況は良くない。

9.5　プロジェクト運営体制

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

施設完成後の運営体制であるが、既述の通り、DRUGUN　10MW級太陽光発電所については賛光精機他の日本企業とモンゴル企業により設立される合弁会社によって、発電所の運営管理にあたることを想定している。合弁会社に参画し、日本政府の設備補助を申請するにあたっての国際コンソーシアムの代表幹事会社となる日本企業については、モンゴルに進出しており、かつモンゴルにおける再生可能エネルギー事業に関心を持つ日本企業に対して、本事業への参画を打診しているところである。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電システムは、案件を特定できていないが、数件のビルを一括して補助事業として申請することも検討している。この場合はサンコーソーラーモンゴリアが一括して各屋上太陽光発電システムの建設及び維持管理、MRVを行うが、MRVについては清水建設が協力することを検討している。

次頁に両プロジェクトの運営スキーム図を示す。

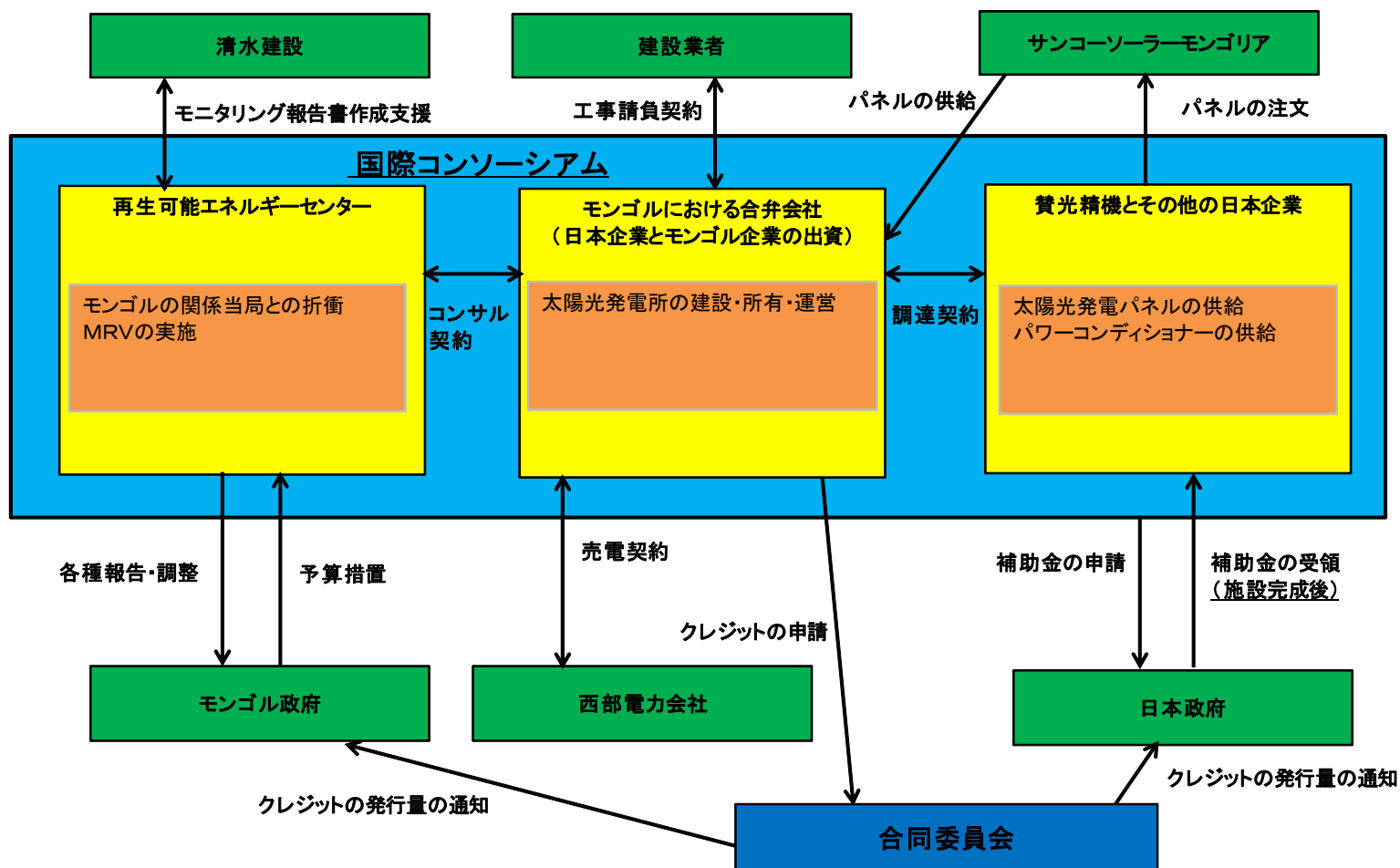



図-9-2　プロジェクト運営スキーム図

DURGUN　10MW級太陽光発電所

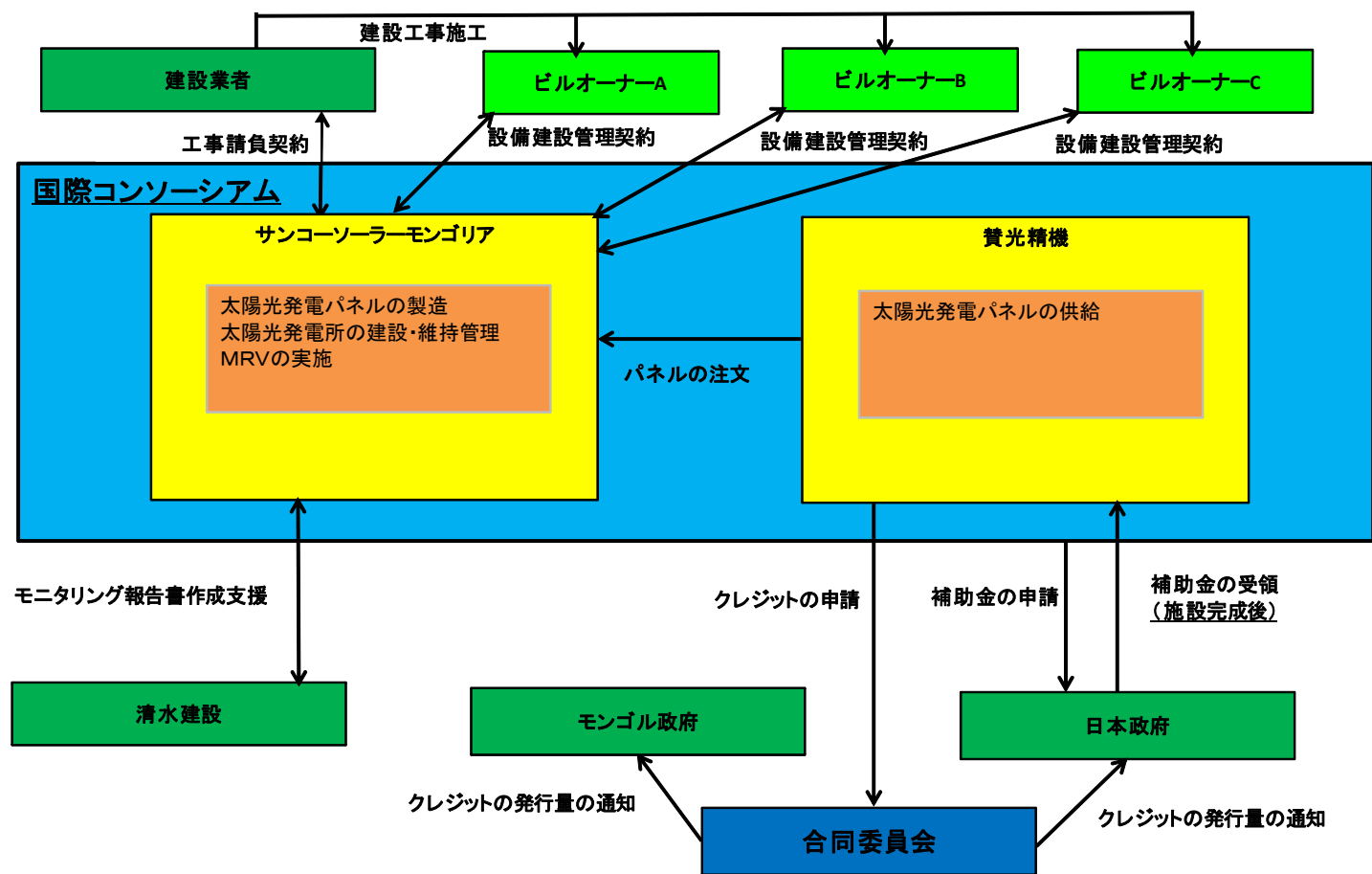



図-9-3　プロジェクト運営スキーム図
屋上太陽光発電システム

第10章　MRV体制に関する調査

10.1　モニタリング体制

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10MW級太陽光発電所については、再生可能エネルギーセンターが責任を持って実施する。具体的には本調査に委員会委員として参加頂いている、再生可能エネルギーセンターの副社長・部長クラスの幹部職員2名方々に責任者となって頂き、モニタリングデータと組織、手順の品質に責任を持って頂くこと、及びモニタリング箇所の管理責任者を任命し、必要に応じて、そのモニタリング箇所におけるデータ回収、維持とモニタリング機器である電力量計の管理（校正、検査を含む）をさせることに責任を持って頂くことを想定している。再生可能エネルギーセンターは同国における再生可能エネルギープロジェクトの実施については豊富な経験を有しているが、CDMにおけるモニタリング報告書の作成については経験が無い。従って、特にプロジェクト開始から最初のモニタリング報告書作成までの期間においては、CDMにおいてモニタリング報告書作成の経験が豊富である清水建設が支援を行うことも今後調整する予定である。

■　屋上太陽光発電システム

屋上太陽光発電システムは、具体的案件は特定されていないが、建物のオーナーがMRV体制を構築することになる。一般の建物のオーナーにとっては、MRVとはなじみが無い概念になる。今後JCMプロジェクトとして普及させるためには、再生可能エネルギーセンターやパネルメーカー等によるキャパシティビルディングの仕組みを検討することが必要になるであろう。再生可能エネルギーセンターからは協力の必要性についてはご理解頂いている。サンコーソーラーモンゴリアが一括して各屋上太陽光発電システムの建設及び維持管理、MRVを行う場合は、清水建設が協力することを検討している。

10.2　検証機関の要件

合同委員会で承認された第三者機関指定ガイドラインによれば、検証を行う第三者機関としての一般要件は、ISO14065の下で信任された機関であるか、国連の指定運営組織であることとなっており、かつ合同委員会により指定を受けなければならない。

なお、モンゴルには、国連の指定運営組織が存在していないこともあり、現段階では合同委員会から指定を受けているモンゴルの機関は存在しない。平成24年度のMRVモデル実証調査において、二国間オフセット・クレジット制度の検証機関となることに関心を示したモンゴルの機関にたいしてキャパシティビルディングを実施しているが、今後、国際的な信認に耐えられる検証を実施する能力を有するモンゴルの機関の育成がJCMプロジェク

トの普及のためには必要になるであろう。なお、再生可能エネルギーセンターによれば、同社はまもなくISO14065における信任を取得できる見込みとのことであり、今回の実地研修を有意義なものとして、早期に指定第三者機関となることを目標としているとのことである。

10.3 MRV実地研修の目的と内容

指定第三者機関となることを念頭に置いている再生可能エネルギーセンターへのキャパシティビルディング目的として、モニタリング責任者に就任予定である、再生可能エネルギーセンターの幹部職員を日本へ招聘し、MRV実地研修を実施する。具体的には、特に以下の項目について理解を深めて頂くことを目的として実務講習を実施する。

- ✓ モニタリング体制とQA/QC
- ✓ 計器の校正、校正証書の保管
- ✓ モニタリングデータの取得と保管
- ✓ 系統排出係数の計算
- ✓ モニタリング報告書の作成
- ✓ 検証機関の選定
- ✓ 検証の受審（デスクレビュー、現地調査）と指摘事項への対応

また、特に以下の項目について理解を深めて頂くことを目的として、太陽光発電設備を視察頂く。同時に日本製、特にサンコーソーラーモンゴリアの工場で製作された太陽光発電パネルの性能についても理解を深めていただく。

- ✓ 系統連系に必要となる保安設備（日本の系統連系技術基準を題材に）
- ✓ 太陽光発電パネルの維持管理、点検方法
- ✓ パワーコンディショナーの維持管理、点検方法
- ✓ 推奨される予備品、備品類

そして、終章に示したモニタリングマニュアルの案を配布して、今後のモニタリングに関する社内体制の整備について検討を進めていただくこととした。

10.4　MRV実地研修のプログラム

MRV実地研修のプログラムは以下の通りである。
資料は、全項で記した項目につき、一部モンゴル語訳を作成して配布している。

表-10-1　MRV実地研修プログラム

座学

内容と目的	講師	実施場所
MRVの実務について 一般にはなじみのないモニタリングの実務内容について理解を深めて頂く。	清水建設山下 （委員会委員）	清水建設本社
太陽光発電設備の系統連系とメンテナンス 日本のハード及びソフト技術の優秀性に理解を深めて頂く。	賛光精機 平山氏 （委員会委員）	賛光精機 本庄事務所

視察

行き先	案内者
賛光精機の本庄のメガソーラー 埼玉県本庄市 発電規模1,932kW	賛光精機・平山氏 （委員会委員）
清水建設の赤穂のメガソーラー 兵庫県赤穂市 発電規模12,000kW	清水建設・担当技術者

第11章　必要とされる許認可に関する調査

11.1　DURGUN　10MW級太陽光発電所の建設に関する特別許可

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10MW級陽光発電所の建設に関する特別許可は、エネルギー省の許可及び、エネルギー規制委員会からの技術的勧告に基づいて、ホブド県から発行を受ける必要がある。許可の申請にあたっては、エネルギー規制委員会に対して以下の書類を提出する必要がある。エネルギー規制委員会に申請してから60日以内に許可が発行されるか、申請却下の通知がなされる。建設に関する特別許可の期間は最大で25年である。許可期間の延長は、許可の期限が切れる180日前までに申請しなければならない。

✓　申請者の登記簿謄本（モンゴルにおける公証が必要）

✓　技術経済調査書　以下の書類が必要であり、事前にエネルギー省の科学技術委員会の承認を受けなくてはならない。
- 地質調査と構造計算書
- 図面・系統図及び機器の技術仕様書
- 内部収益率と投資回収期間の計算書
- 事業実施者の経済的技術的能力を示す書類
- 損益及びキャッシュフロー計算書

✓　発電する電力についての指標を示す書類　以下の内容を含む書類が必要になる。
- 発電量、電圧、周波数等
- 発電する電力の要求水準を満たさない送電線、変電所、消費者に関する調査
- 技術的理由による発電量制限に関する調査
- 送配電網の能力に関する調査

✓　運転設備の特徴を示す書類　以下の内容を含む書類が必要になる。
- 送電延長と技術的ロス
- 機器及び変電所の能力と技術的ロス
- 送電線、変電所等の設備の現状
- 電力量計に関する情報
- 予備品の準備予定
- 維持管理用機器に関する情報

✓　業務内容と発電量及び消費量を示す書類　以下の内容を含む書類が必要になる。
- 配電する地域を示す図面とダイアグラム
- 配電網の配置を示すダイアグラム
- 送配電会社を通じて消費者に購入される電力量及び電力量計の位置と保証書

✓ 環境影響評価書
✓ 環境影響評価結果に基づく環境保護計画書
✓ 事業実施者の財務的能力を示す書類
✓ 技術者の経験及び能力を示す書類

各申請書類の作業状況は以下の通りである。

表-11-1　DURGUN　10MW太陽光発電所　建設許可必要書類作業状況

書類	作業状況
申請者の登記簿謄本	事業主体が決定次第速やかに作成。
経済技術調査書	地質調査書、図面、技術仕様書等は作成済。 損益計算等は事業主体決定後に完成させる。
発電する電力に関する指標	作成済
運転設備に関する書類	作成済
発電量、消費量に関する書類	作成済
環境影響評価書	環境影響評価終了時に完成。
環境保護計画書	環境影響評価終了後に作成。
事業者の財務状況	事業主体が決定次第速やかに作成。
技術者の経験及び能力	事業主体が決定次第速やかに作成。

許可取得に必要な書類の作成作業を進めているが、環境影響評価を先に済ませて、評価書及びその結果を受けての環境保護計画書を提出する必要がある。また、事業主体が決定した後、キャッシュフロー及び損益予測の計算について合意形成が必要である。

11.2　DURGUN　10MW級太陽光発電所の運転に関する特別許可

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN　10M級太陽光発電所の運転に関する特別許可は、建設に関する許可を受けた後に、エネルギー規制委員会からから発行を受ける必要がある。許可の申請にあたっては、エネルギー規制委員会に対して以下の書類を提出する必要がある。多くの書類は建設に関する許可の申請で要求される書類と同一になる。発電及び送電に関する特別許可の期間は最大で25年である。許可期間の延長は、許可の期限が切れる180日前までに申請しなければならない。

✓ 申請者の登記簿謄本（モンゴルにおける公証が必要）

✓ 技術経済指標　以下の書類が必要であり、事前にエネルギー省の科学技術委員会の承認を受けなくてはならない。
  ・ 事業実施に関する経済的、技術的実現可能性調査書
  ・ 事業実施にあたっての損益予測計算書

- ✓ 発電する電力についての指標を示す書類　以下の内容を含む書類が必要になる。
  - ・ 発電量、電圧、周波数等
  - ・ 発電する電力の要求水準を満たさない送電線、変電所、消費者に関する調査
  - ・ 技術的理由による発電量制限に関する調査
  - ・ 送配電網の能力に関する調査
- ✓ 運転設備の特徴を示す書類　以下の内容を含む書類が必要になる。
  - ・ 送電延長と技術的ロス
  - ・ 機器及び変電所の能力と技術的ロス
  - ・ 送電線、変電所等の設備の現状
  - ・ 電力量計に関する情報
  - ・ 予備品の準備予定
  - ・ 維持管理用機器に関する情報
- ✓ 業務内容と発電量及び消費量を示す書類　以下の内容を含む書類が必要になる。
  - ・ 配電する地域を示す図面とダイアグラム
  - ・ 配電網の配置を示すダイアグラム
  - ・ 送配電会社を通じて消費者に購入される電力量及び電力量計の位置と保証書
- ✓ 環境影響評価書
- ✓ 環境影響評価結果に基づく環境保護計画書
- ✓ 事業実施者の財務的能力を示す書類
- ✓ 技術者の経験及び能力を示す書類

11.3　屋上太陽光発電システムに関する許認可

■　屋上太陽光発電システム

エネルギー規制委員会によれば、1.5MW以下の規模でかつ系統に連系しない場合は、発電所の建設等に関して特別な許認可は不要とのことであった。系統への連系についての可能性であるが、電力会社に確認したところ、380Vでの系統への連系は系統の安定性を損なう可能性があるので、当面は許可できないとのことであった。

11.4　モンゴルにおけるFIT制度について

DURGUN　10MW太陽光発電所については西部電力会社に売電する計画であるが、売電価格はエネルギー規制委員会の承認を受ける必要がある。再生可能エネルギー法においては、太陽光発電の売電価格は0.15～0.18USD/kWhと規定されているが、エネルギー省の科学技術協議会の委員によれば、売電価格はあくまで許可申請の段階の審査と交渉によって承認

を受けるものであり、必ずしも、再生可能エネルギー法に定められた範囲内で決定されるわけではないとのことであった。また、SALKHITにおいて50MWの風力発電所を運営しているクリーンエネルギー社にヒアリングしたところ、系統に過剰な負荷を与えるとの理由で夜間における売電量について著しく制限を受けているとのことであった。

このようにモンゴルのFIT制度は大きな問題をはらんでいるものであるが、以下に日本における制度との比較表を示す。

表-11-2　モンゴルと日本のFIT制度の比較

	モンゴル	日本
売電価格	法律で規模に関わらず0.15～0.18US$/kWhと定められているが、固定されていない。実態としては、法律で定めている単価は上限の位置づけで、行政の裁量で事業性が評価され、これよりも安い単価しか認められないか、売電自体が認められない可能性がある。	10kW未満の家庭用は38円/kWh（余剰電力のみ買取）。 メガソーラーなどを含む10kW以上の事業用は37.8円/kWh（全量買取）。 単価は完全に固定されている。
買取期間	買取期間には定めがなく、行政の裁量次第。法律には10年間は単価を見直さないとの規定があるが、法律が変われば事業途中で単価が変わる可能性がある。	10kW未満の家庭用は10年。 メガソーラーなどを含む10kW以上の事業用は20年。 事業途中で単価が変わる可能性はない。
環境アセスメント	1MW以上は概要調査の義務あり。詳細調査の必要性は行政裁量であり、その手続きには1年以上を要する。	規模に関わらず、義務なし。
電力会社による売電拒否の可能性	あり。特に、小規模なものは売電（逆潮流）が一切認められていない実態がある。	大規模なものほど断られる可能性がある。
事業開始後の売電の制約	専門家によって系統の安定性が検討されるなど、事前の審査はしっかりなされるが、事業開始後に発電量を抑制するよう電力会社から要請される可能性がある。その場合、当該専門家が責任をとることはない。	電力会社による事前の審査がしっかりしているので、事業開始後に発電量を抑制するよう電力会社から要請される可能性はほとんどない。

第12章　日本の貢献に関する調査

本調査の外注先である賛光精機はモンゴルにおいて100％独資による子会社であるサンコーソーラーモンゴリアを経営しており、太陽光発電パネルの生産を行っている。同社の工場の製造ラインでは賛光精機の技術が使われており、ホスト国への日本の技術の移転はすでに進みつつあるといえるが、製品の多くは輸出されており、モンゴル国における製品の普及は進んでいない。モンゴル国内では太陽光発電パネルの輸入や国内製造に対して性能面及び安全面での規格・基準を設けてないため、中国などから低品質の太陽光発電パネルが輸入されて出回っている事情がある。本プロジェクトでは、サンコーソーラーモンゴリアの製品を採用することを視野に入れているが、当プロジェクトの実施にあたって日本製品による貢献の可能性を確かめるべく、モンゴルで販売されている代表的な太陽光発電パネルの価格及び性能面での比較を行った。比較対象の太陽光発電パネルとしては、代表的な生産地域の製品を選定して購入している。サンコーソーラーモンゴリアの製品と比較するために購入した太陽光発電パネルの生産地は、モンゴル国内メーカー(Sopoco)、欧州メーカー(REC)、中国メーカー(Solar Power)、韓国メーカー(Hyundai)である。

12.1　モンゴルにおいて一般的に入手可能な太陽光発電パネルの価格比較

本調査で購入した太陽光発電パネルの価格の調査結果を下表に示す。

表-12-1　太陽光発電パネル価格比較結果

		メーカー				
		サンコーソーラーモンゴリア	REC	Sopoco	Solar Power	Hyundai
		SSM242BP60	REC225PE (BLK)	SMP60- 245	SP200PC	Q/32
価格	Tg	479,160	796,537	539,000	740,000	250,000
	USD	290	483	327	448	152
出力	W	242	225	245	200	146
ワット単価	Tg/W	1,980	3,540	2,200	3,700	1,712
	USD/W	1.20	2.15	1.33	2.24	1.04
生産地	-	モンゴル	シンガポール	モンゴル	中国	韓国

注)1,650Tg/USD

サンコーソーラーモンゴリア社の製品は輸入品に対して十分な価格競争力を備えていることが分かる。

12.2　太陽光発電パネルの性能比較調査方法

モンゴルで流通している代表的な太陽光発電パネルについて性能面について比較を行った。国際電気標準会議IECの性能試験IEC 61215と安全試験IEC 61730の内、外観検査、EL

(Electro Luminescence)検査、出力のラベル値と実測値の比較測定、劣化試験、絶縁試験、湿潤漏れ電流試験を実施した。

比較対象の太陽光発電パネルにモンゴル国内で調達可能な代表的な生産地域の製品を５つ選定して購入した。購入した太陽光発電パネルの生産地はモンゴル国内メーカー(サンコーソーラーモンゴリア、Sopoco)、欧州メーカー(REC)、中国メーカー(Solar Power)、韓国メーカー(Hyundai)である。

表-12-2　太陽光発電パネルのラベルデータ

		メーカー				
		サンコーソーラーモンゴリア	REC	Sopoco	Solar Power	Hyundai
		SSM242BP60	REC225PE (BLK)	SMP60-245	SP200PC	Q/32
公称最大出力 Pmax	W	242	225	245	200	146
公称開放電圧 Voc	V	37.38	36.80	37.60	32,30	22.00
公称短絡電流 Isc	A	8.42	8.20	8.30	8.40	8.34
公称最大出力動作電圧 Vmpp	V	30.14	29.10	31.30	25.41	17.80
公称最大出力動作電流 Impp	A	8.03	7.70	7.80	7.87	8.20
出力公差	-	±3%	0/+5W (2.2%)	-	±5%	-
セル種類	-	多結晶	多結晶	単結晶	多結晶	多結晶
セルバスバー	-	2	3	3	2	2
最大システム電圧	V	1,000	1,000	-	600	-
防火等級	-	Class C	Class C	-	-	-
認証機関	-	TÜV Rheinland	TÜV Rheinland	-	TÜV SÜD	-
認証番号	-	24840	26657	-	-	-

12.3　太陽光発電パネルの性能比較調査結果

12.3.1　外観検査及びＥＬ検査結果

外見検査では、各社の太陽光発電パネルに異常がなかった。但し、Hyundai社の太陽光発電パネルで使用しているセルは3バスバーであるが、半田付けは二つのバスバーしか使用していない。

写真-12-1と写真-12-2に示す EL (Electro Luminescence)検査装置ITES/PVX100を用いて、太陽光発電パネルのセルのマイクロクラックの有無を検査した。

写真-12-1　EL検査装置　ITES　PVX100

写真-12-2　EL検査装置の暗室

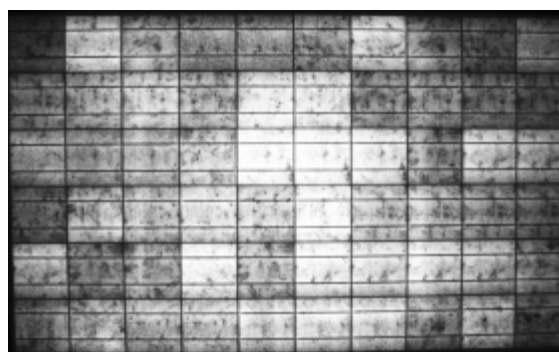



写真-12-3　サンコーソーラーモンゴリア社製品EL試験結果

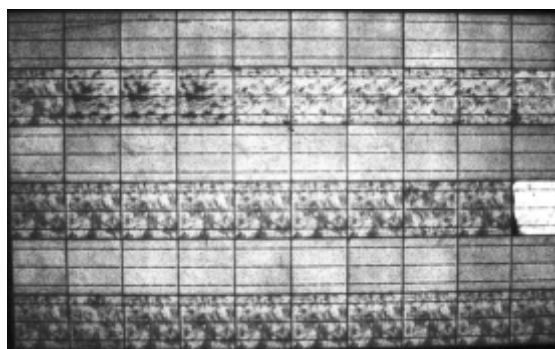



写真-12-4　REC社製品EL試験結果

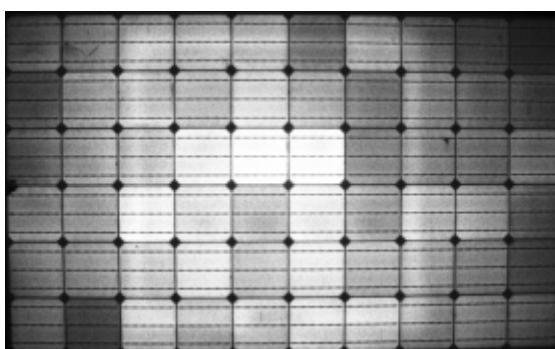



写真-12-5　Sopoco社製品EL試験結果

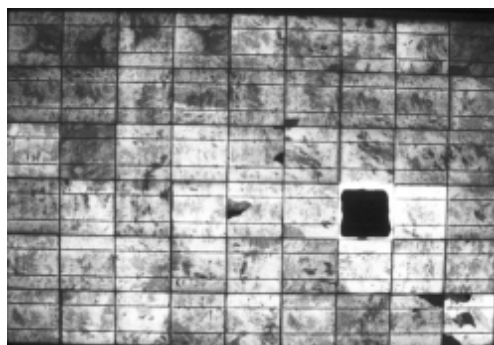



写真-12-6　Solar Power社製品EL試験結果

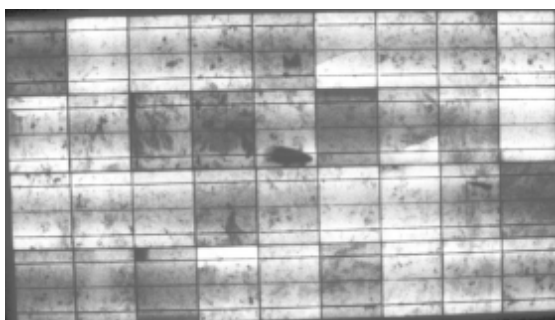



写真-12-7　Hyundai社製品EL試験結果

写真-12-3から写真-12-7のEL検査結果の写真によると、マイクロクラックが発生していない太陽光発電パネルはサンコーソーラーモンゴリア社製とREC社製である。Sopoco、Solar Power、Hyundaiの各社製はマイクロクラックが発生しているのがわかる。

12.3.2　定格出力値と実測値の比較結果

定格出力・ラベル値は太陽光発電パネルの背面に貼ってあるラベルに記載した内容である。実測値は各社の太陽光発電パネルを太陽光シミュレーターであるモジュールテスター（写真-12-8）を用いて出力の計測を行った。購入した各社の太陽光発電パネルは劣化していないとし、実測した値を初期値とした。

写真-12-8　モジュールテスターNPC　NMT-160x200

結果を表-12-3まとめた。これによると、サンコーソーラーモンゴリア社製とREC社製の初期値はラベル値より多い事が分かる。

表-12-3　太陽光発電パネルのラベル値と実測初期値の比較

		メーカー									
		サンコーソーラーモンゴリア SSM242BP60		REC REC225PE (BLK)		Sopoco SMP60-245		Solar Power SP200PC		Hyundai Q/32	
		ラベル	初期	ラベル	初期	ラベル	初期	ラベル	初期	ラベル	初期
Pmax	W	242.0	250.8	225.0	228.1	245.0	243.7	200.0	177.5	146.0	93.1
Voc	V	37.38	38.01	36.80	35.87	37.60	38.24	32,30	32.94	22.00	22.4
Isc	A	8.42	8.67	8.20	8.29	8.30	8.57	8.40	8.12	8.34	6.77
Vmpp	V	30.14	30.44	29.10	29.32	31.30	30.21	25.41	23.72	17.80	15.29
Impp	A	8.03	8.24	7.70	7.78	7.80	8.07	7.87	7.48	8.20	6.09
出力公差	-	±3%	3.6%	0/+5W (2.2%)	1.4%	-	-0.5%	-	-11.3%	±5%	-36.2%

12.3.3　劣化試験結果

試験対象の太陽光発電パネルを屋外に約7日間に置き、太陽光を浴びて劣化させた上で、出力を計測した。結果を表-12-4にまとめた。これによると、REC社太陽光発電パネル以外の会社の太陽光発電パネルは劣化した事が分かった。サンコーソーラーモンゴリア社の太陽光発電パネルは劣化したが、太陽光発電パネルの出力はラベル値よりは高い事が分かる。

表-12-4　太陽光発電パネルの初期出力と劣化後の出力の比較

		メーカー									
		サンコーソーラーモンゴリア SSM242BP60		REC REC225PE (BLK)		Sopoco SMP60-245		Solar Power SP200PC		Hyundai Q/32	
		初期	劣化後	初期	劣化後	初期	劣化後	初期	劣化後	初期	劣化後
Pmax	W	250.8	246.5	228.1	228.6	243.7	241.1	177.5	176.8	93.1	93.0
Voc	V	38.01	37.92	35.87	35.91	38.24	38.18	32.94	32.99	22.4	22.59
Isc	A	8.67	8.68	8.29	8.30	8.57	8.54	8.12	8.12	6.77	6.70
Vmpp	V	30.44	30.03	29.32	29.30	30.21	30.00	23.72	23.73	15.29	15.40
Impp	A	8.24	8.21	7.78	7.80	8.07	8.04	7.48	7.45	6.09	6.04
出力公差	-	-	-1.7%	-	0.2%	-	-1.1%	-	-0.4%	-	-0.1%

12.3.4　絶縁試験結果

絶縁の試験条件は電圧3,000VDCを印加する。その電圧で1分間を保つ。試験に絶縁抵抗計Metrel・MI 2077を使用した。

要求事項絶縁試験の要求事項は次の通り。

- ✓ 絶縁破壊がないこと。
- ✓ 面積が0.1 m^2 未満のモジュールの場合、絶縁抵抗は 400 MΩ 以上でなければならない。
- ✓ 面積が 0.1 m^2 以上のモジュールの場合、測定した絶縁抵抗とモジュール面積との積は、40 MΩ·m^2以上でなければならない。

写真-12-9　絶縁試験状況

絶縁試験結果を表-12-5にまとめた。これによると、各社の太陽光発電パネルは共にIECの要求を満足しているが、サンコーソーラーモンゴリア社の太陽光発電パネルの絶縁性は優れていることも分かる。

表-12-5　絶縁試験結果

		メーカー				
		サンコーソーラーモンゴリア SSM242BP60	REC REC225PE (BLK)	Sopoco SMP60-245	Solar Power SP200PC	Hyundai Q/32
計測抵抗	MΩ	52,000	40,000	26,000	29,000	15,000
太陽光発電パネル面積	m^2	1.66	1.65	1.62	1.47	0.79
抵抗	MΩ・m^2	86,320	66,000	42,120	42,630	11,850
IEC 要求 : >40 MΩ・m^2		合格	合格	合格	合格	合格

絶縁試験後に太陽光発電パネルの出力を計測した。計測した結果を表-12-6に示す。Hyundai社の太陽光発電パネル以外の各社の太陽光発電パネルの出力は殆ど変化がないことが分かる。

表-12-6　太陽光発電パネル劣化後の出力と絶縁試験後の出力の比較

		メーカー									
		サンコーソーラーモンゴリア SSM242BP60		REC REC225PE (BLK)		Sopoco SMP60-245		Solar Power SP200PC		Hyundai Q/32	
		劣化後	絶縁試験後	劣化後	絶縁試験後	劣化後	絶縁試験後	劣化後	絶縁試験後	劣化後	絶縁試験後
Pmax	W	246.5	246.3	228.6	228.8	241.1	241.9	176.8	176.5	93.0	91.2
Voc	V	37.92	37.94	35.91	35.90	38.18	38.00	32.99	32.99	22.59	22.62
Isc	A	8.68	8.68	8.30	8.30	8.54	8.53	8.12	8.09	6.70	6.50
Vmpp	V	30.03	30.02	29.30	29.31	30.00	30.02	23.73	23.75	15.40	15.49
Impp	A	8.21	8.21	7.80	7.81	8.04	8.06	7.45	7.43	6.04	5.89
出力公差	-	-	-0.1%	-	0.1%	-	0.3%	-	-0.2%	-	-1.9%

12.3.5　湿潤漏れ電流試験結果

湿潤漏れ電流試験は、国際規格IEC 61215 : 2005, Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules–Design qualification and type approval (IDT)及び、日本工業規格JIS C8990：2009(IEC 61215：2005)地上設置の結晶シリコン太陽電池 (PV) モジュール–設計適格性確認及び形式認証のための要求事項の10.15項に要求事項として設定されている。

この試験では、雨水などの水分がPVモジュール回路の導電部分に浸入しないことを検証する。モジュールを、抵抗値：3500Ω・cm以下、表面張力：0.03N・m-1以下(UL1703規格)、温度：22℃ ±3℃の水または湿潤剤の試験液の中に投入する。短絡したモジュールの出力

端子と試験液の間に500V・s-1以下の速度で500Vまたは、モジュールの最大システム電圧のいずれか大きい値まで印加し、2分後(IEC 61646規格は1分後)に絶縁抵抗を測定した時、0.1㎡未満のモジュールは、400MΩ以上、0.1㎡以上のモジュールは、測定した絶縁抵抗値×モジュール表面積が40MΩ以上の絶縁抵抗値を持っている事を確認する。

試験条件は、印加電圧：1000V、電圧印加時間：2分間。

写真-12-10　湿潤漏れ電流試験状況（サンコーソーラーモンゴリア社製）

写真-12-11　湿潤漏れ電流試験状況（Hyundai社製）

写真-12-12　湿潤漏れ電流試験状況（Sopoco社製）

写真-12-13　湿潤漏れ電流試験状況（Solar Power社製）

写真-12-14　湿潤漏れ電流試験状況（REC社製）

試験結果を表-12-7にまとめた。これによると、各社の太陽光発電パネルは共にIECの要求を満足しているが、サンコーソーラーモンゴリア社の太陽光発電パネルの絶縁性は優れている事も分かる。

表-12-7　湿潤漏れ電流試験結果

		メーカー				
		サンコーソーラーモンゴリア SSM242BP60	REC REC225PE (BLK)	Sopoco SMP60-245	Solar Power SP200PC	Hyundai Q/32
計測抵抗	MΩ	1,110.0	1,040.0	132.0	94.7	139.0
太陽光発電パネル面積	m^2	1.66	1.65	1.62	1.47	0.79
抵抗・面積	MΩ・m^2	1,843	1,716	214	139	110
IEC 要求:>40 MΩ・m^2		合格	合格	合格	合格	合格

湿潤漏れ電流試験後に太陽光発電パネルの出力を計測した。計測した結果を表-12-8に示す。各社の太陽光発電パネルの出力に増加する傾向がある。その理由は、モジュールテスターがメーカーによる定期の校正が実施されたことによるものと考えられる。偏差値は、テスターの誤差範囲2%以内である。

表-12-8　絶縁試験後と湿潤漏れ電流試験後の出力の比較

		メーカー									
		サンコーソーラーモンゴリア SSM242BP60		REC REC225PE (BLK)		Sopoco SMP60-245		Solar Power SP200PC		Hyundai Q/32	
		絶縁試験後	湿潤漏れ電流試験後	絶縁試験後	湿潤漏れ電流試験後	絶縁試験後	湿潤漏れ電流試験後	絶縁試験後	湿潤漏れ電流試験後	絶縁試験後	湿潤漏れ電流試験後
Pmax	W	246.3	249.5	228.8	231.5	241.9	244.8	176.5	177.5	91.2	91.9
Voc	V	37.94	37.09	35.90	35.83	38.00	37.39	32.99	32.82	22.62	22.17
Isc	A	8.68	8.72	8.30	8.38	8.53	8.57	8.09	8.15	6.50	6.79
Vmpp	V	30.02	30.10	29.31	29.37	30.02	29.84	23.75	23.64	15.49	15.04
Impp	A	8.21	8.29	7.81	7.88	8.06	8.14	7.43	7.51	5.89	6.11
出力公差	-	-	1.3%	-	1.2%	-	1.2%	-	0.6%	-	0.7%

12.4　試験結果のまとめ

試験結果からは、サンコーソーラーモンゴリア Mongolia社の太陽光発電パネルSSM242BP60は価格面的及び性能面的に優れており、日本の優れた技術による貢献を十分に果たせる実力と可能性をもっていることが確認できた。EL検査ではマイクロクラックの発生はしていない。詳しくは後述するが、サンコーソーラーモンゴリア 社は現地生産かつ日本の技術の導入していることと太陽光発電パネルに使用している材料も性能が優れたも

のしか使わないことによるものである。現在は、モンゴルにて販売しているのは少量であり、殆どの製品は日本に輸出されている。

REC社はノルウェーの企業であり、太陽光発電パネルはシンガポールで生産しているが、製品の性能は良い。但し、輸入品であるため、輸送費、輸入税が掛かり、販売の値段は高くなっている。

Sopoco社はモンゴル国内で生産しているが、値段はサンコーソーラーモンゴリアよりは高い。また、国際認証は未取得のため、製品の安全性と耐久性には疑問がある。EL検査でも、マイクロクラックが発生しているセルがあった。

Solar Powerは中国のメーカーであるが、輸入品であるため、輸送費、輸入税が掛かり、販売の値段が一番高くなっている。性能面ではラベルの出力値は実測値より11.3%少ない事が分かった。EL検査でも、マイクロクラックが発生しているセルがあった。

Hyundai社は韓国メーカーであるが、見かけの販売単価は一番安くなっているが、性能面ではラベルの出力値は実測値より36.2%少ない事が分かった。また、セルは3バスバーであるが、実際に使用するバスバーが２つになっている。EL検査でも、マイクロクラックが発生しているセルがあった。

12.5　日本の技術導入の可能性

本事業においては、サンコーソーラーモンゴリア社製の製品を採用することを前提としている。同社は、2011年1月に年間で10 MW以上の太陽光発電パネルを製造可能な工場を設立した。設備容量MW級の太陽光発電パネル製造工場としてモンゴルで初めての工場である。同社は日本の生産技術、品質管理技術を導入し、質の高いモンゴルの労働力を活用して市場競争力ある商品づくりを手掛けており、ISO9001及び国際電気標準会議の性能試験IEC 61215と・安全試験IEC 61730に合格し、TÜV Rheinlandの認証資格を取得している。また、同社はSanko Group社の子会社であり、Sanko Group社は本調査に外注先として参画している埼玉県本庄市の賛光精機株式会社の100％投資会社である。同社の工場の実質の運営は現地のモンゴルの従業員に委任しているが、日本式の生産管理方法が徹底されている。このことから、既にモンゴルに対する日本の技術導入が進んでいるということもできる。今後プロジェクトベースでサンコーソーラーモンゴリア製品の採用が進むことによって、保守面も含めた日本のソフト技術が移転されることになる。現にホブド県の副知事からは、同国西部地区においても家庭用の太陽光発電パネルの普及が始まっている状況を踏まえ、サンコーソーラーモンゴリアを通じたメンテナンス体制確立に対する支援について期待する旨のコメントが寄せられている。

写真-12-15　サンコーソーラーモンゴリア工場

TÜVRheinland

Certificate

Registration No.: PV 50234857　Page 1　Report No.: 12608708 001

License Holder:
SANKOU SOLAR MONGOLIA CO., LTD.
1/F, Suljee Company Building
18th Khoroo, Songinokhairkhan
District, Ulaanbaatar
18071, Mongolia

Product:
PV Module
Type: SSM xxx BP60
(xxx = 206 - 242 in steps 6)
SSM xxx BP54
(xxx = 182 - 218 in steps 6)
SSM xxx BP48
(xxx = 164 - 194 in steps 6)

Manufacturing Plant:
SANKOU SOLAR MONGOLIA CO., LTD.
1/F, Suljee Company Building
18th Khoroo, Songinokhairkhan
District, Ulaanbaatar
18071, Mongolia

Basis:
IEC 61215:2005
EN 61215:2005
"Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval"

Factory Inspection

www.tuv.com

- Periodic inspection
- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730

Certification body

Yokohama, 09 August 2012

TÜVRheinland

Certificate

Registration No.: PV 50234858　Page 1　Report No.: 12608708 002

License Holder:
SANKOU SOLAR MONGOLIA CO., LTD.
1/F, Suljee Company Building
18th Khoroo, Songinokhairkhan
District, Ulaanbaatar
18071, Mongolia

Product:
PV Module
Type: SSM xxx BP60
(xxx = 206 - 242 in steps 6)
SSM xxx BP54
(xxx = 182 - 218 in steps 6)
SSM xxx BP48
(xxx = 164 - 194 in steps 6)

Manufacturing Plant:
SANKOU SOLAR MONGOLIA CO., LTD.
1/F, Suljee Company Building
18th Khoroo, Songinokhairkhan
District, Ulaanbaatar
18071, Mongolia

Basis:
IEC 61730-1:2004
IEC 61730-2:2004
EN 61730-1:2007
EN 61730-2:2007
"Photovoltaic (PV) module safety qualification"

Factory Inspection

www.tuv.com

- Periodic inspection
- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730

Certification body

Yokohama, 09 August 2012

図-12-1　性能試験IEC 61215と安全試験IEC 61730のTÜV Rheinland認証資格の証明書

第13章　環境十全性の確保に関する調査

13.1　環境面での影響

本プロジェクトは、太陽光発電というプロジェクトの性格もあって、環境に与える悪影響はほとんどないと考えられる。環境影響評価を行うライセンス業者に対するヒアリングにおいても、太陽光発電プロジェクトの場合は、環境グリーン開発省で問題とされるようなことはまず考えられないとのことであった。

13.2　その他の間接影響

懸念されるその他の間接的悪影響は、発電電力を系統に送ることで、系統に乱れを生じさせることである。DURGUN　10MW級太陽光発電所の位置する西部地域においては、夏季に需給バランスが崩れる可能性を指摘されている。供給側の要因としては、日射量の増加に伴う発電量の増加であり、需要側の要因としては、日照時間が長時間になること及び、休暇シーズンで都市の人口が減少に起因する需要減である。本調査ではモンゴル西部地域の系統の現状や電力需要の季節変動を踏まえた調査を行っている。モンゴルエネルギー省にFSの承認申請を行う際に要求される系統連係安定化計算についてはライセンスを持つ専門家によってチェック受けることを念頭に置き、系統に過大な負荷を与えず、かつ稼働中のDURGUN水力発電所との相乗効果が期待できる設計を行っている。

また、好影響を継続的に担保してきくためには、性能が衰えることが無いように、必要なメンテナンスを迅速に行うことが必要不可欠である。メンテナンスが不十分になったり、遅れがちになったりする要因は、一般的には調達の困難さや予算不足に起因することが多い。建設費及び運営費の積算については次章で示すが、運転を始めた初期段階で必要になることが想定される予備品を予め充分に調達することも考慮して積算を行っている。

第14章　プロジェクトの設計と工事費及び運営費に関する調査

14.1　系統連系にあたっての規制

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

DURGUN 10MW太陽光発電所は系統に連系して売電する計画であるので、系統連系を行うにあたっての条件を満たす必要がある。まず、2010年に採用された国際系統連系基準を満たさなければならない。それによれば周波数は±5ヘルツ以内、電圧は220V±5%以内でなければならない。また、MNS（Mongol National Standard）と呼ばれるモンゴルの国内基準も満たさなければならない。MNSは日本におけるJISに対応するものであり、1982年に制定され2007年に改定されている。その他には電力設備利用規約及び、2010年に制定されたNGC（National Grid Code）を満たす必要がある。電力規制委員会に確認したところ、発電事業者が系統連系にあたって遵守するべき規準は以上の４つとのことであった。次頁以降で

DURGUN 10MW太陽光発電所及び屋上太陽光発電システム(モデル設計)の配置図、系統図、配線図を示すが、DURGUN 10MW太陽光発電所については上記の規準を満たす設計内容となっている。

14.2　DURGUN　10MW級太陽光発電所の設計図面

Solar Panel Power Plant　Layout Plan
9,946.2kW System (242Wx41,100pcs)

図-14-1　DURGUN　10MW級太陽光発電所の配置図１

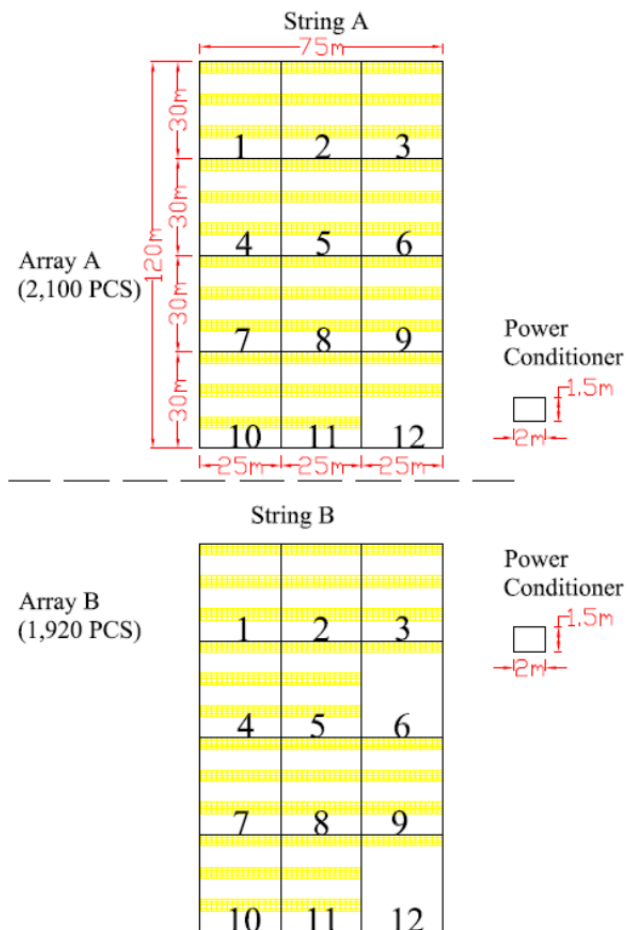
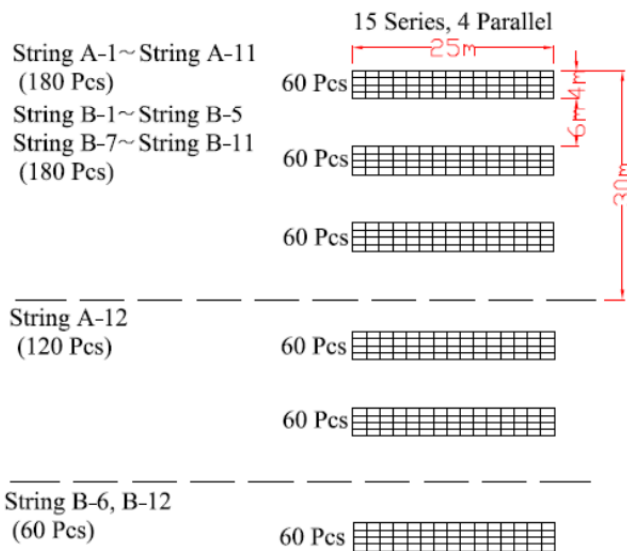
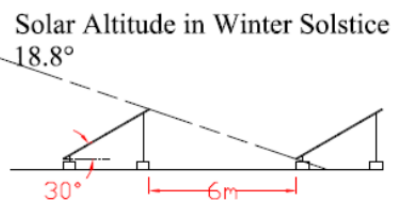



図-14-2　DURGUN　10MW級太陽光発電所の配置図２

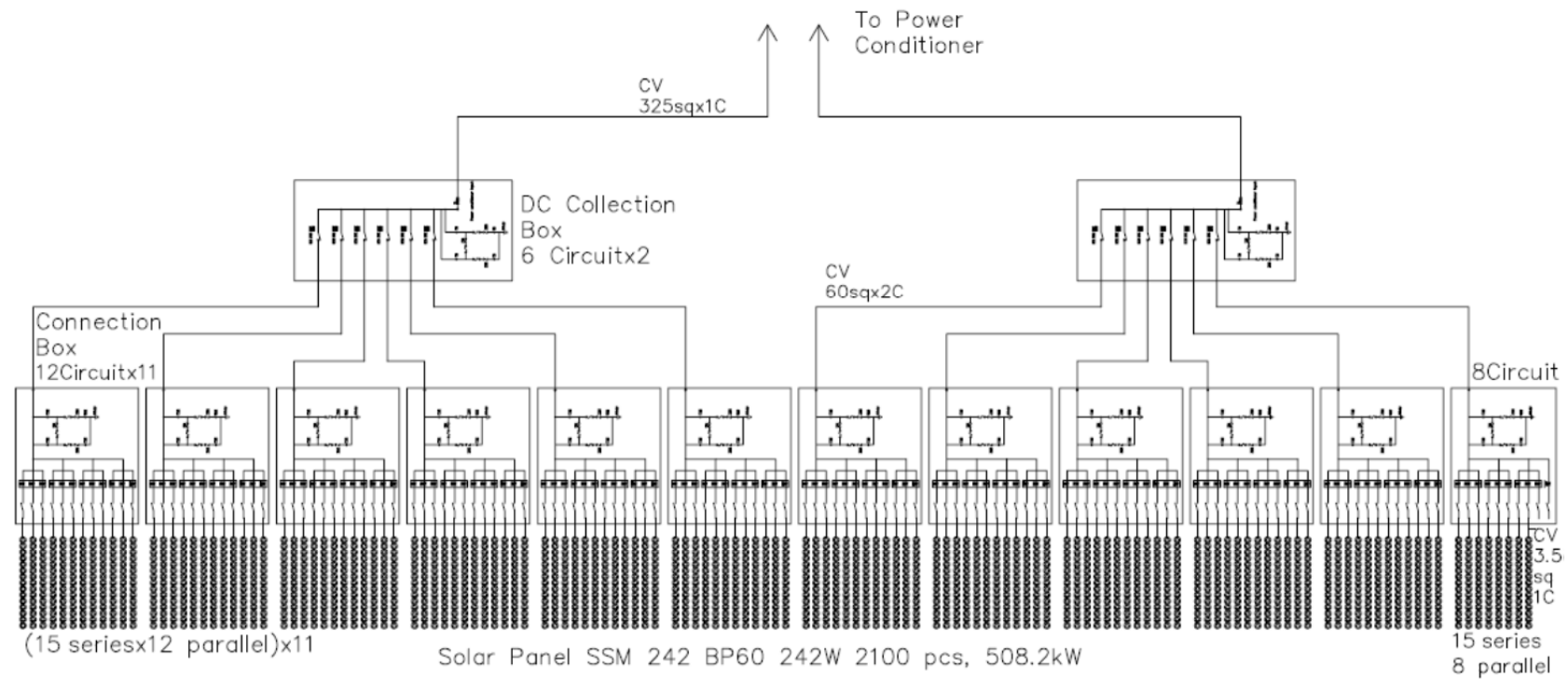



図-14-3　DURGUN　10MW級太陽光発電所の系統図１

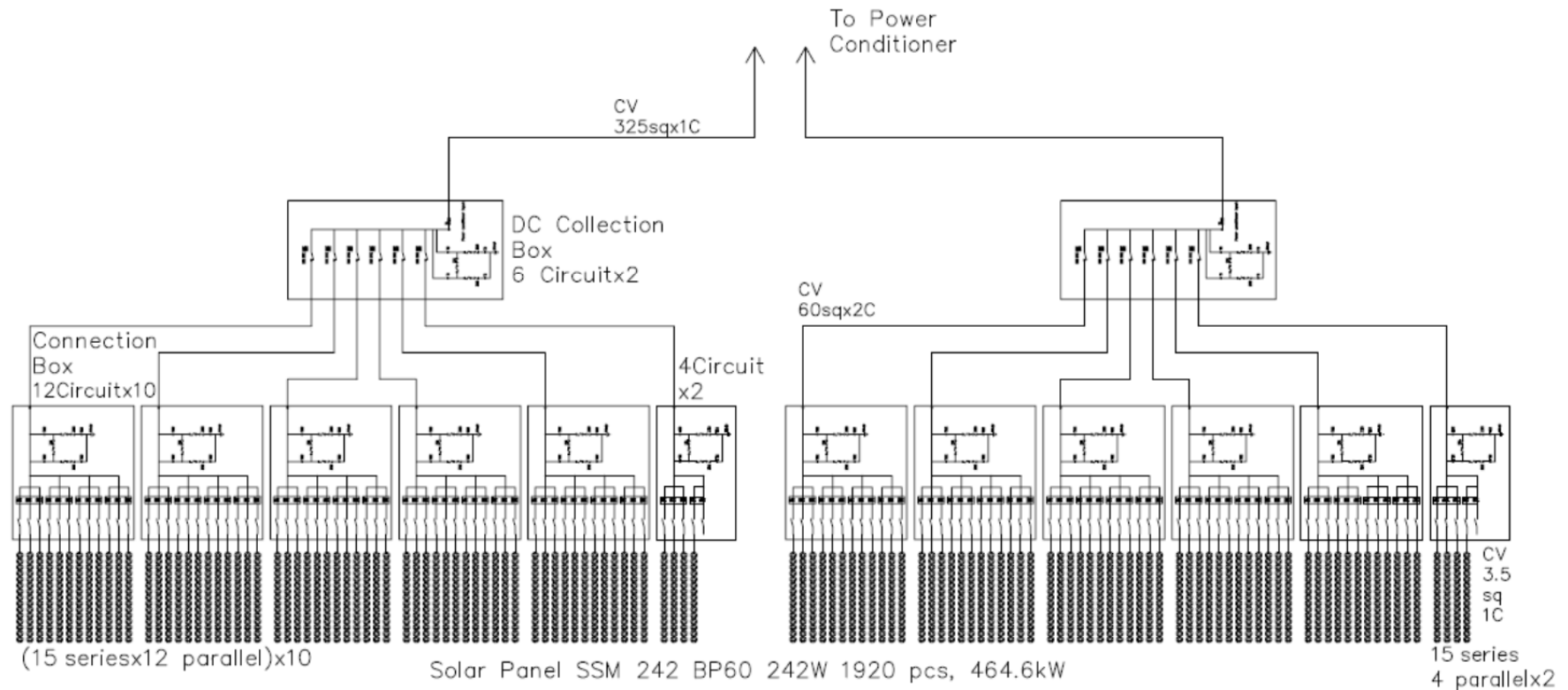



図-14-4　DURGUN　10MW級太陽光発電所の系統図２

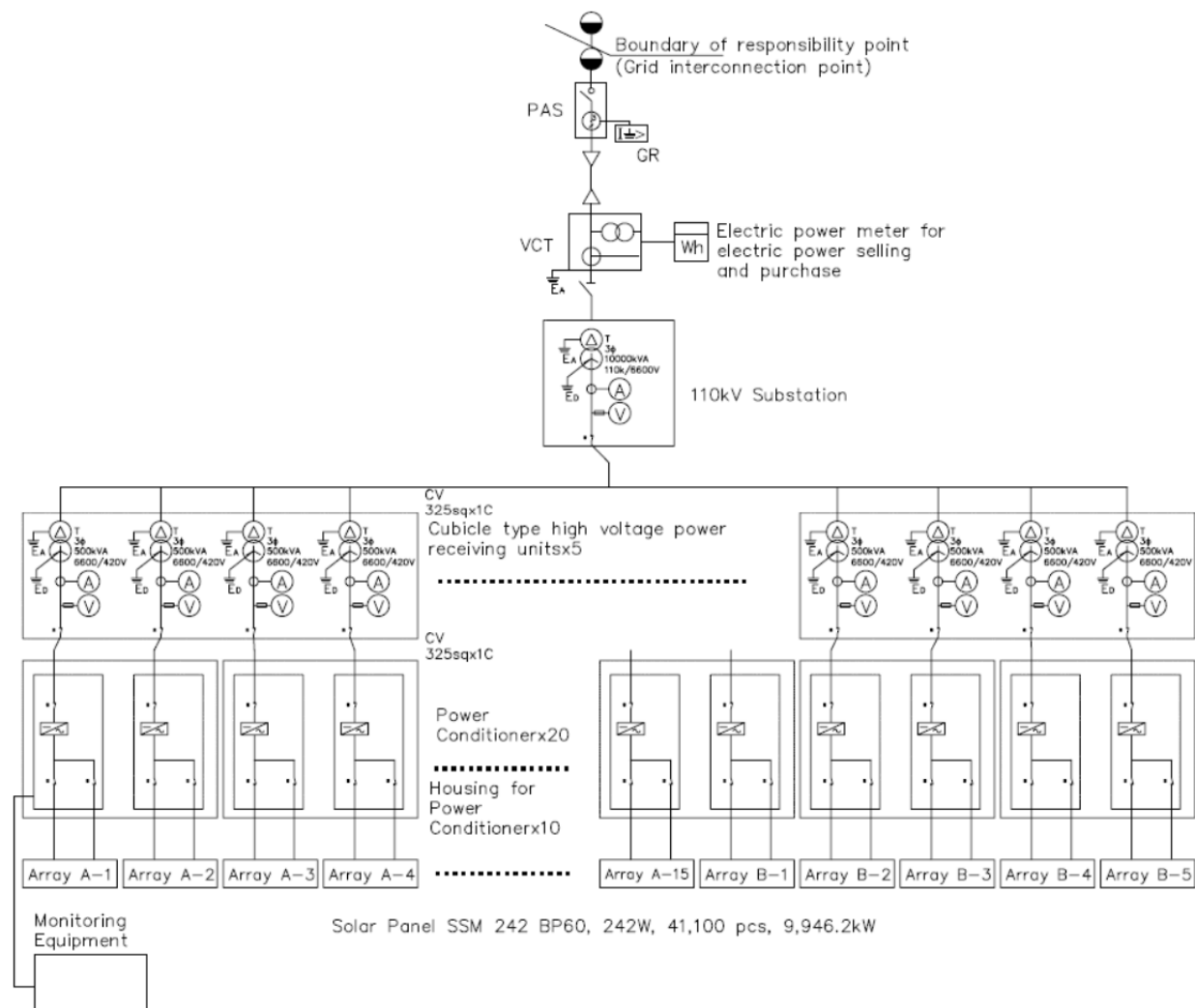



図-14-5　DURGUN　10MW級太陽光発電所の系統図３

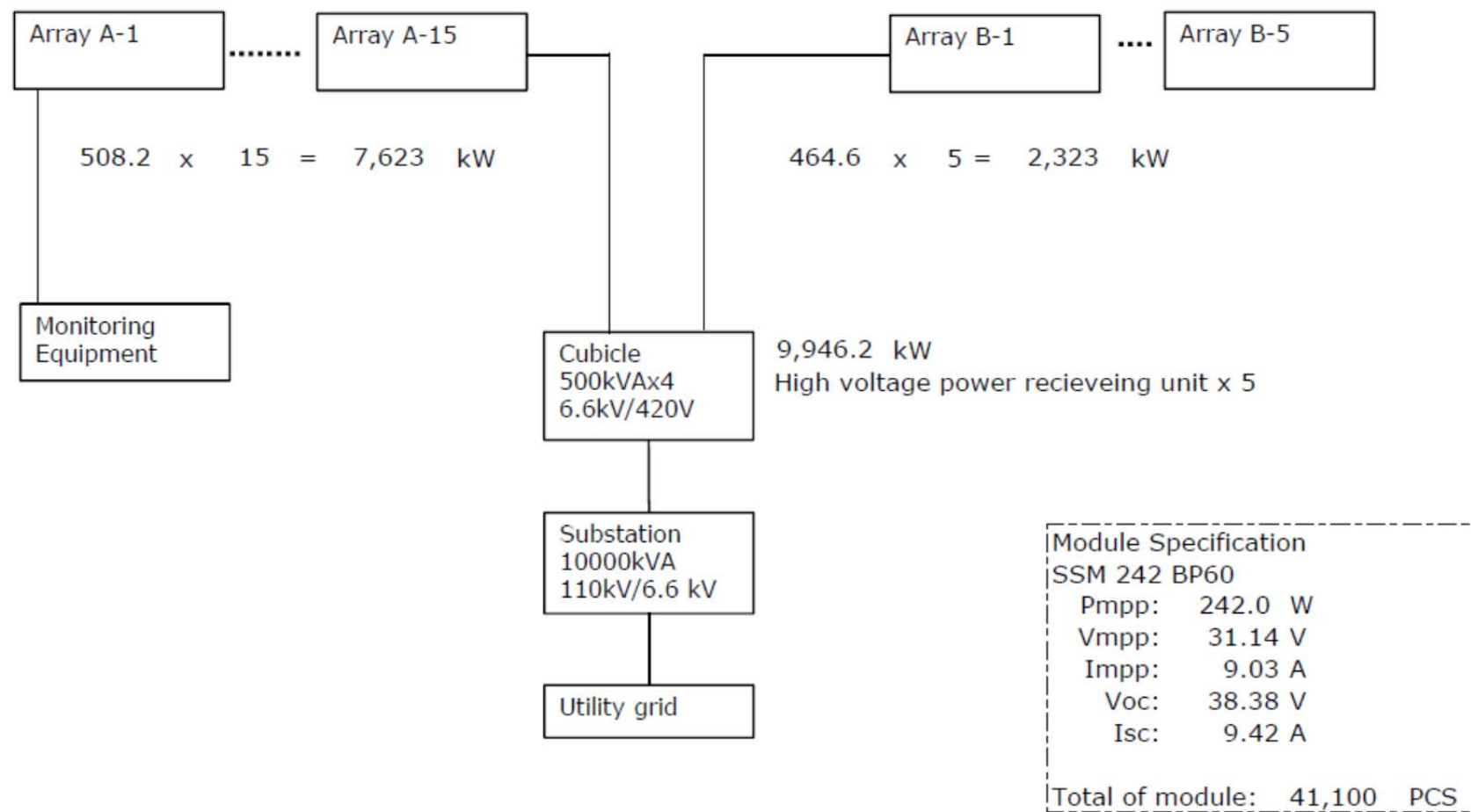



図-14-6　DURGUN　10MW級太陽光発電所の配線図１

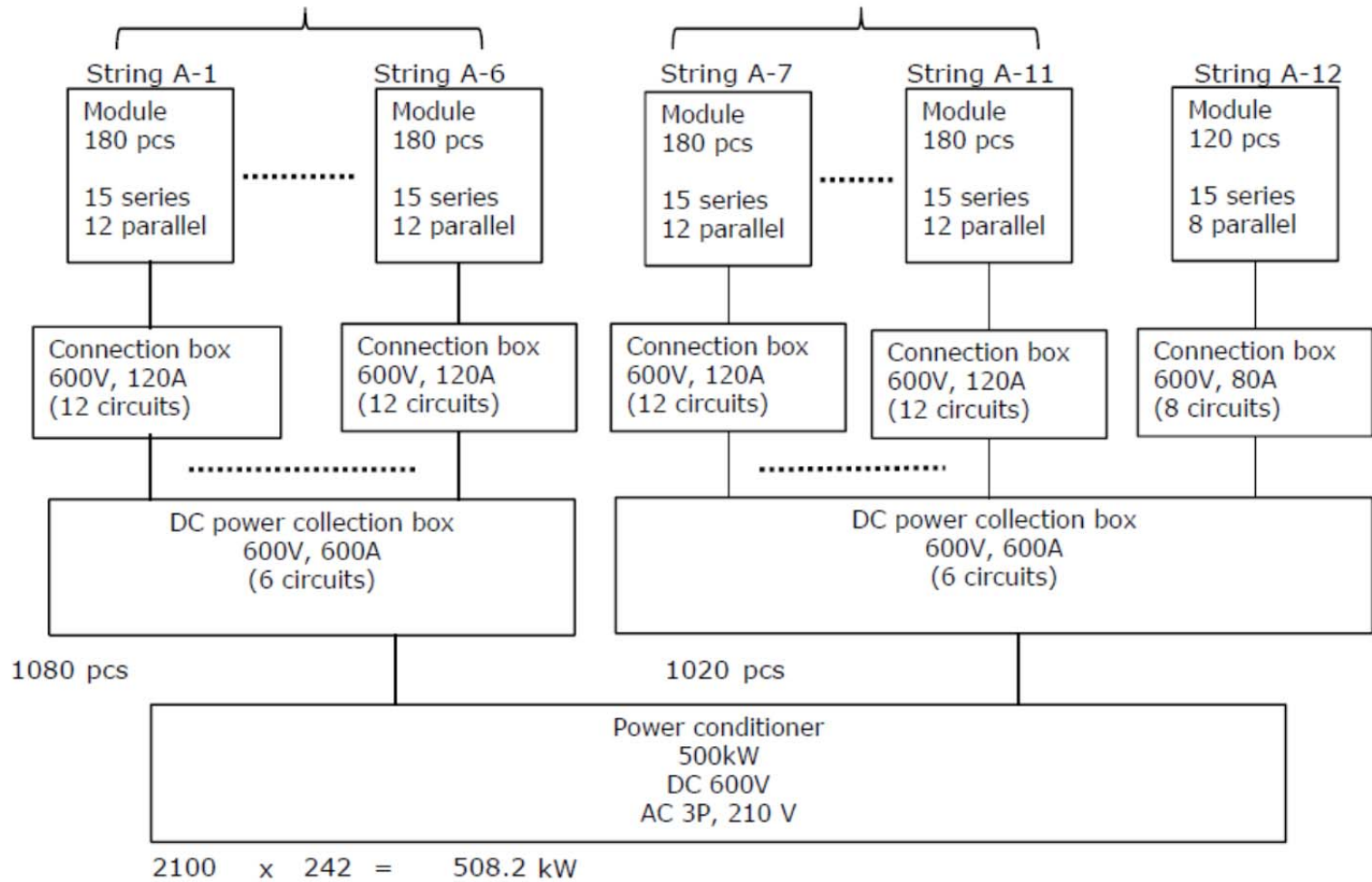



図-14-7　DURGUN　10MW級太陽光発電所の配線図２

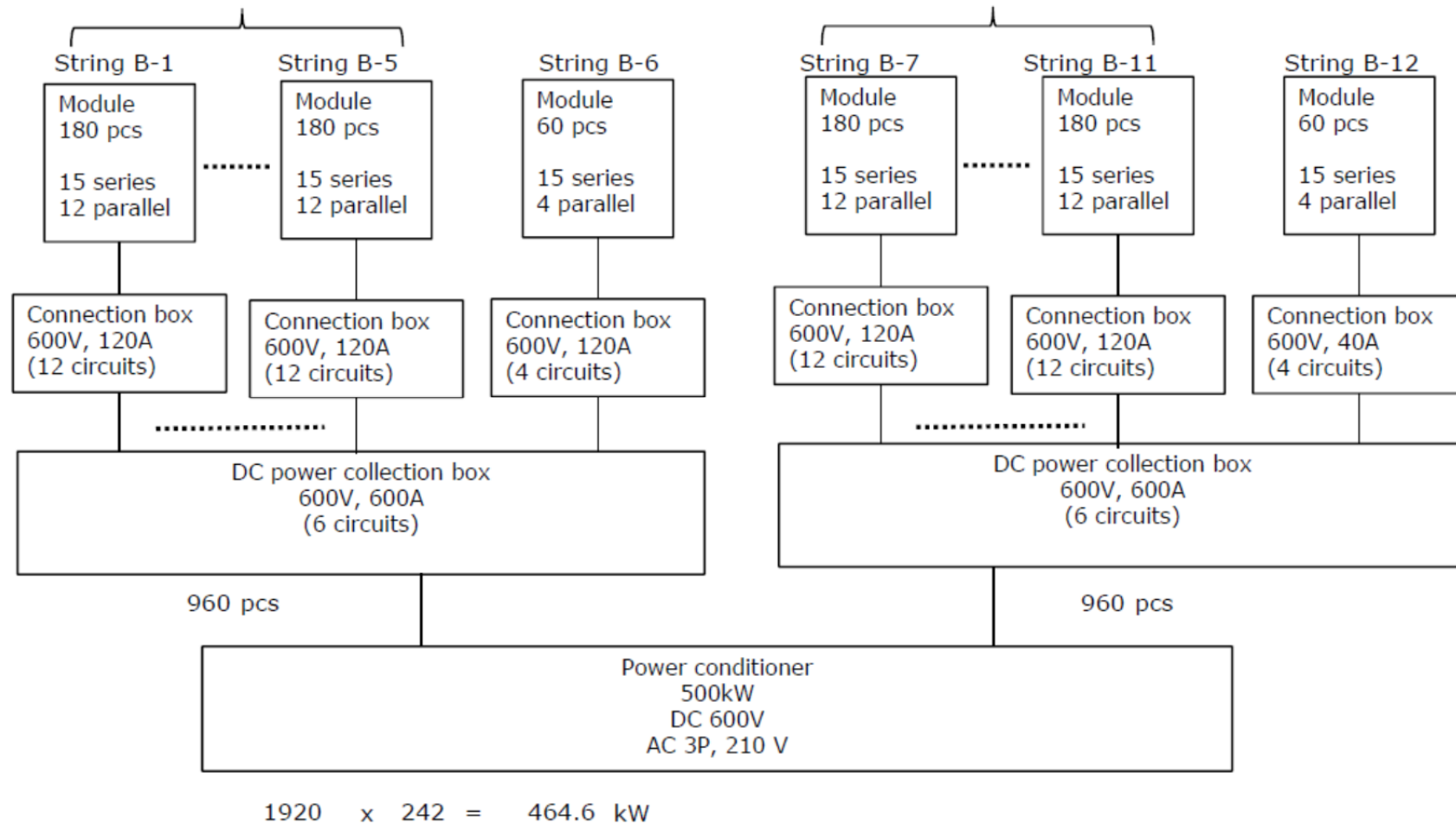



図-14-8　DURGUN　10MW級太陽光発電所の配線図３

14.3　DURGUN　10MW級太陽光発電所の設計図面に基づく建設費及び運営費の積算

表-14-1　DURGUN　10MW級太陽光発電所の建設費内訳

項目	単価（ドル）	数量	合計（ドル）
太陽光パネル	290.4	41,100	11,935,440
パワーコンディショナー	152,000.0	10	1,520,000
キュービクル	809,100.0	1	809,100
架台	2,537.2	685	1,737,982
その他資材	1,585,660.0	1	1,585,660
輸送費	1,958,098.0	1	1,958,098
設置工事費	2,203,598.0	1	2,203,598
建屋建設費	11,046.0	1	11,046
サブステーション建設費	902,949.0	1	902,949
その他設備費	404,883.0	1	404,883
仮設費	20,907.0	1	20,907
スペアパーツ	168,557.0	1	168,557
建設費合計			23,258,220

表-14-2　DURGUN　10MW級太陽光発電所の運営費内訳

役職	月間人件費	人数	年間人件費	
プロジェクトマネージャー	1,000 ドル／月	1 人	12,000	ドル／年
副プロジェクトマネージャー	800 ドル／月	1 人	9,600	ドル／年
施設マネージャー	800 ドル／月	1 人	9,600	ドル／年
運転員	600 ドル／月	5 人	36,000	ドル／年
警備員	400 ドル／月	5 人	24,000	ドル／年
人件費小計			91,200	ドル／年

項目	単価	数量	年間施設費	
スペアパーツ	45,472 ドル／年	1 式	45,472	ドル／年

年間運営費合計	136,672	ドル／年

14.4　屋上太陽光発電システムのモデル設計図面

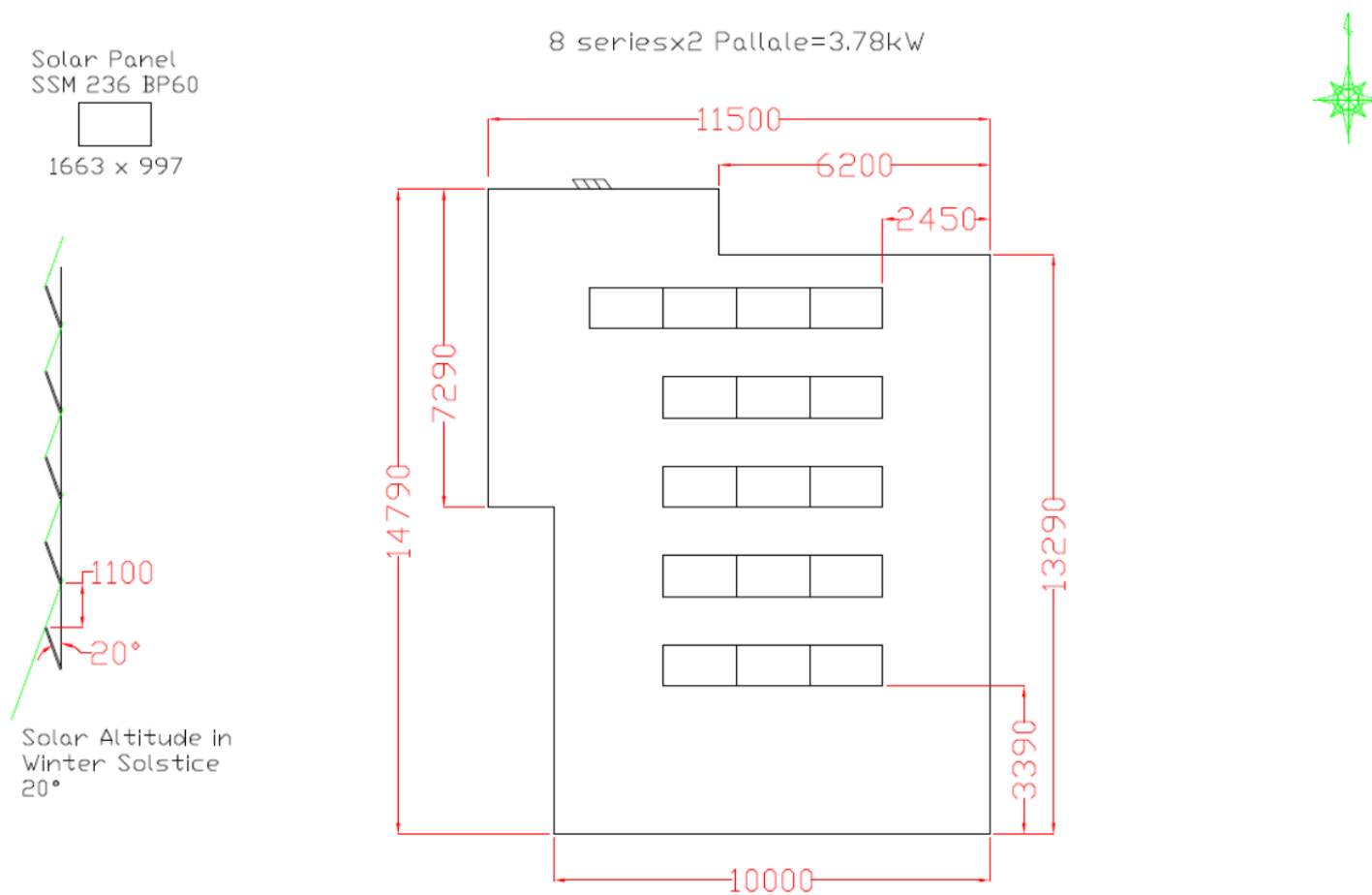



図-14-9　屋上太陽光発電システムモデル設計図面　配置図

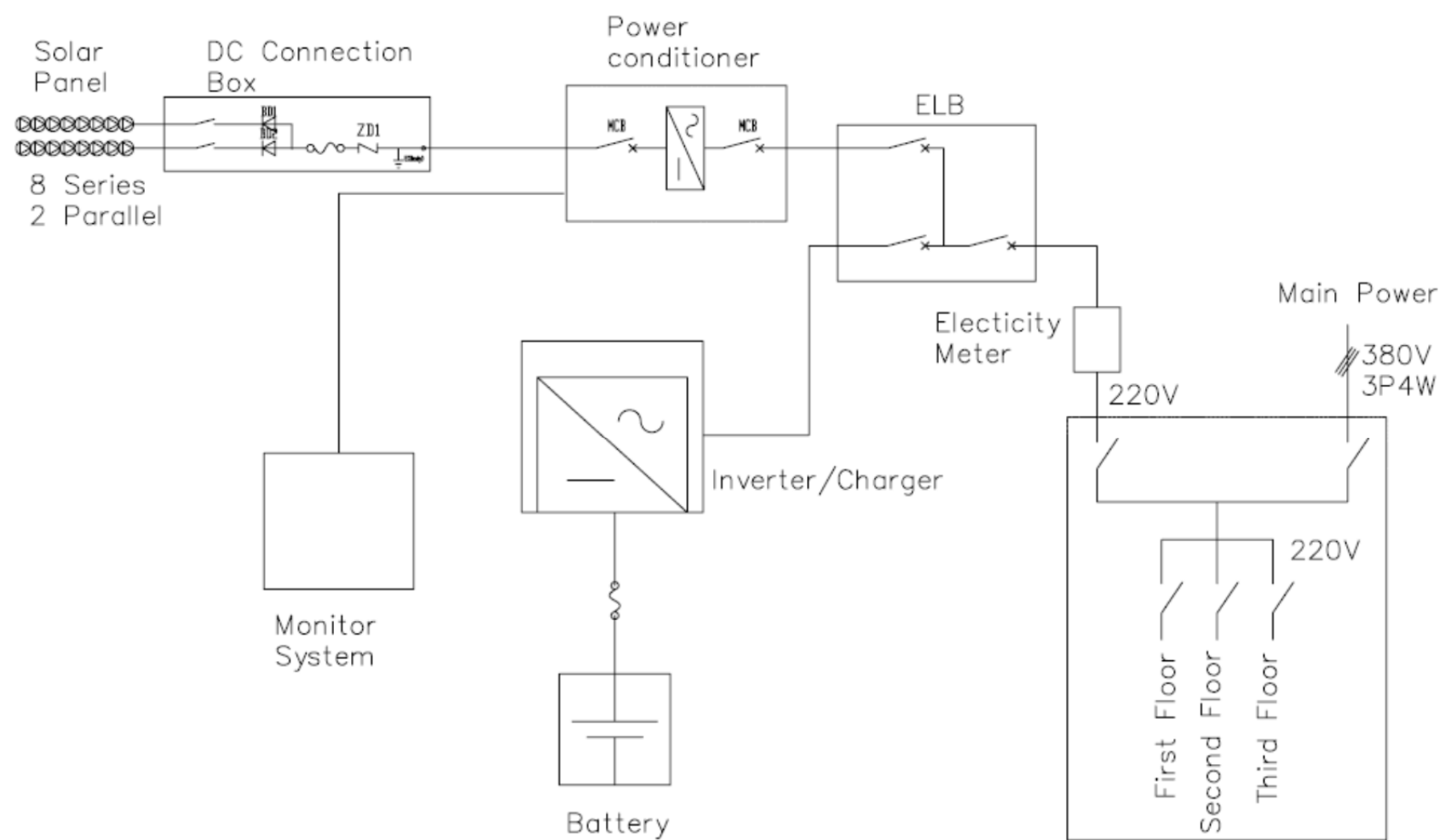



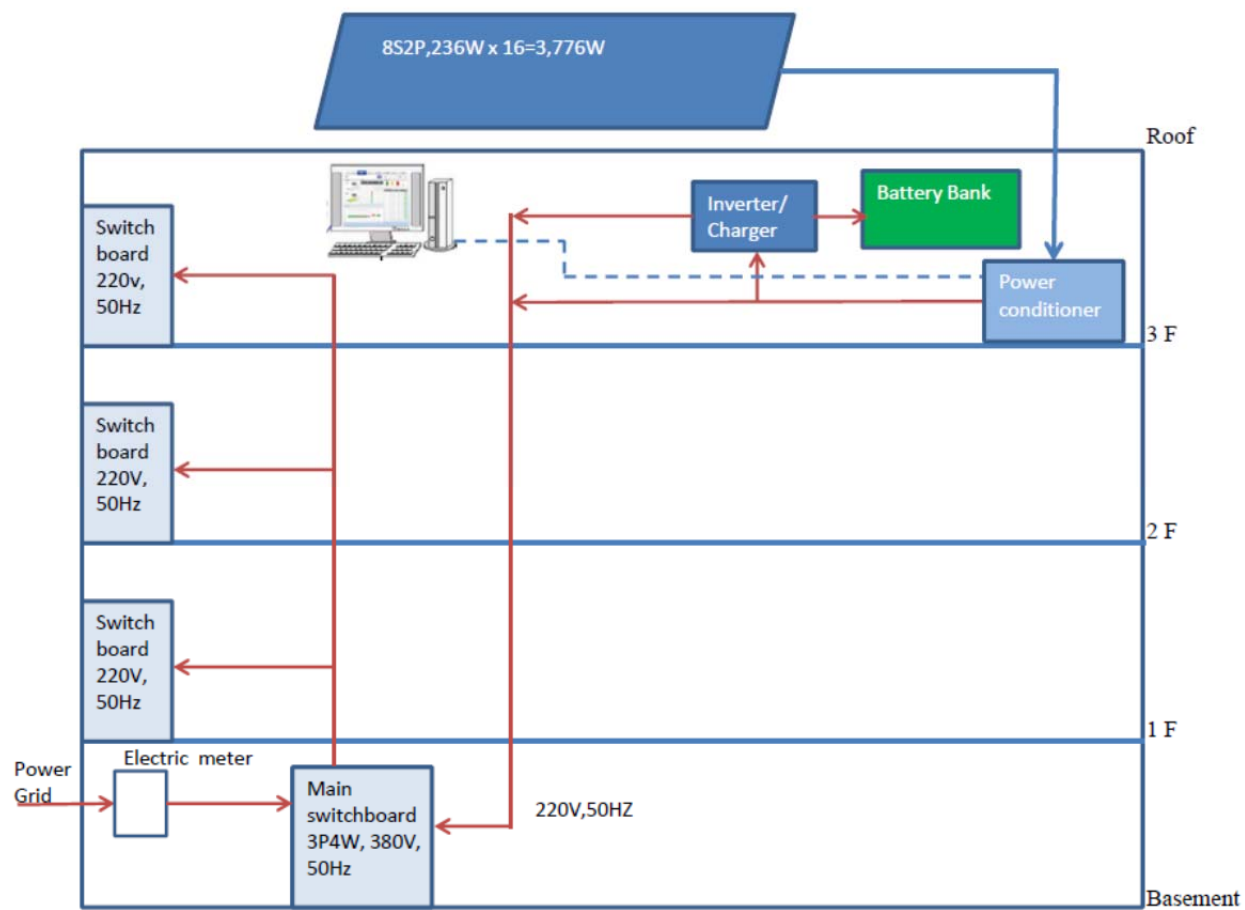
図-14-10　屋上太陽光発電システムモデル設計図面　系統図

Roof top Solar Power System schematic

図-14-11　屋上太陽光発電システムモデル設計図面　配線図

14.5　屋上太陽光発電システムのモデル設計図面に基づく建設費の積算

表-14-3　屋上太陽光発電システムモデル設計に基づく建設費内訳

項目	単価（ドル）	数量	合計（ドル）
太陽光パネル	283.2	16	4,531.20
架台	2,000.0	1	2,000.00
インバーター等	3,572.4	1	3,572.40
蓄電池等	8,978.0	1	8,978.00
その他設備費	7,792.5	1	7,792.52
配電盤工事費	1,662.7	1	1,662.70
設置工事費	11,241.4	1	11,241.44
建設費合計			39,778.26

第15章　ホスト国の持続可能な開発への貢献

15.1　ホスト国の開発政策・戦略等との整合性

モンゴルにおけるエネルギー供給は火力発電が中心であり、その燃料は自国産の石炭に頼っている。ピーク時にはロシアからの電力輸入を受けているのが現状である。また需要面では、ここ数年の経済成長を受けて、今後のエネルギー事情の悪化も予想されることから、同国南部のゴビ砂漠地帯においてはエネルギー資源開発が進められている。

このような状況の下、同国は2006年に「国家開発戦略」を策定し、持続可能なエネルギー部門の開発のための優先課題として、①統合化されたエネルギーシステムの構築、②効率性の向上および信頼性の確保、③ゴビ砂漠地域への電力供給政策の発展、④大規模河川における水力発電所の建設、⑤地域エネルギー協力の推進及び⑥原子力発電利用の可能性の発掘といった点を挙げている。

2005年には持続可能な社会的経済的発展、貧困削減及び生態系バランスの維持を目的として「国家再生可能エネルギープログラム」を策定している。同プログラムにおいては、再生可能エネルギー比率を2010年までに3～5%、2020年までに20～25%にする目標を掲げている。所管官庁である鉱物資源エネルギー省（当時）によれば、2010年までの目標については達成されたとのことである。これは水力発電所2基の新規建設と、補助金制度を活用した遊牧民へのソーラーパネル普及プロジェクトが貢献したとのことであった。

「国家開発戦略」に先立ち、「政府行動計画」も立案されている。同計画では持続的経済成長による貧困の削減を目標に掲げている。同目標達成に向けた施策として、①経済改革と輸出主導の経済政策、②教育と文化の保護・尊重、③所得分配効率化による生活水準の改善と効果的制度による社会福祉の増出、④地域開発構想の実施及び⑤都市と地方の格差是正が謳われている。DURGUN　10MW級太陽光発電所が稼働すれば、モンゴルの中でも開発が遅れている西部地域の産業振興に貢献することになり、地域格差の是正にしすることになる。

「国家再生可能エネルギープログラム」においては当然太陽光発電の活用についても視野に入っており、2020年までの長期目標達成に貢献することになると考えられる。

15.2　ホスト国における環境汚染改善への貢献

本プロジェクトの実施は、温室効果ガスの排出削減だけでなく、大気汚染の改善にも貢献する。モンゴルでは、暖房のために石炭が燃やされており、冬期の大気汚染は世界で一番ひどいと言われているほどである。特に大気汚染が深刻な状況であるウランバートルにおいて屋上太陽光発電が普及すれば大気汚染の改善が期待できる。

15.3　コベネフィットの評価

15.3.1　コベネフィットとは

環境省「コベネフィット定量評価マニュアル　第1.0版」によれば、コベネフィットとは、「途上国の開発ニーズの充足と地球温暖化対策への貢献という複数のベネフィット」を指す。すなわち、本事業に置き換えれば、温室効果ガスの排出削減以外に、モンゴルの開発ニーズに合致したもう一つのベネフィットがあればコベネフィットがあることになる。

15.3.2　コベネフィットのニーズ

冬期にモンゴルを訪れた人なら、だれもがその大気汚染のひどさを実感するであろう。モンゴルでは、暖房のために石炭を燃焼しているが、大気汚染対策もなしにストーブで石炭を燃やすことも多い。暖房用の温水ボイラーですらほとんど何も大気汚染対策はとられていない。このため、特に首都ウランバートルでは大気汚染がひどく、世界一大気汚染がひどい首都だと言われるほどである。

モンゴルのエネルギー政策は石炭が中心であるが、同時に環境対策もまた石炭が中心である。石炭による大気汚染対策は、モンゴルの喫緊かつ最も大きな課題となっている。従って、大気汚染物質の排出削減は、モンゴルのニーズに合致するコベネフィットであると言える。

15.3.3　コベネフィットの評価方法

本事業では、「コベネフィット定量評価マニュアル　第1.0版」の「表1-4　コベネフィット型温暖化対策評価手法」にある「大気質改善」を第二のベネフィットとしてその評価対象分野にする。すなわち、本事業によって、どれだけのコベネフィットの効果があるのかを定量化する。

15.3.4　コベネフィットの定量化

本調査では世界銀行の報告書に記載のPM10、PM2.5、SO_2の原単位を使用して、コベネフィットの効果を定量化した。その結果、DURGUN 10MW級太陽光発電所が稼働場合、PM10、PM2.5、SO_2の排出削減量は、それぞれ16.0t/年、6.4t/年、85.7t/年となった。ここで、PM10とは大気中に.浮遊する粒子状の物質のうち、粒径が10μm以下のものを指し、PM2.5とは粒径が2.5μm以下のものを指す。

表-15-1　排出原単位

種別	大気汚染物質種別	排出量	石炭消費量	排出原単位
―	―	t	t	kg/t
火力発電所	PM10	6,290	3,360,000	1.87
	PM2.5	2,516	3,360,000	0.75
	SO_2	33,600	3,360,000	10.00

表-15-2　石炭消費量の計算

種別	年間発電量	石炭火力 発電所効率	単位換算係数	石炭発熱量	石炭消費量
―	MWh	―	GJ/MWh	GJ/t	t/年
DURGUN　10MW	13,893	0.41	3.6	14.24	8,567
屋上太陽光発電	4.478	0.30	3.6	14.24	3.77

表-15-3　コベネフィット効果計算

種別	汚染物質	排出原単位	石炭消費量	排出削減量
―	―	kg/t	t/年	t/年
DURGUN　10MW	PM10	1.87	8,567	16.0
	PM2.5	0.75	8,567	6.4
	SO_2	10.00	8,567	85.7
屋上太陽光発電	PM10	1.87	3.77	0.0071
	PM2.5	0.75	3.77	0.0028
	SO_2	10.00	3.77	0.0377

第16章　今後の見込み及び課題

DURGUN　10MW級太陽光発電所の実現の最大の課題は初期投資資金の確保になる。国際コンソーシアムを組成して、日本政府による設備補助を申請することを念頭に置いているものの、残りの半額以上の部分についての目途が立たなければ、設備補助の申請にも踏み切れない。モンゴル政府による予算措置を目論む場合は、所管官庁であるエネルギー省の理解を得ることが必要であるが、再生可能エネルギーセンターは、同省の下部組織であり、人事的なつながりもあることから、再生可能エネルギーセンターによる働きかけが何より重要になるであろう。また、ホブド県の県知事は、初期の計画段階からDURGUN　10MW級太陽光発電所に関与しており、実現に大変熱心である。再生可能エネルギーセンターとの協力関係にも前向きである。今後は中央政府と地方政府両面に対する、予算措置実現への働きかけについて、再生可能エネルギーセンターへの協力が課題である。

一方で、政府による予算措置の実現は円滑に進まない可能性もあることから、モンゴルにおいて、再生可能エネルギー事業に関心をもち、かつ財務基盤のしっかりした有力な民間企業に対し本事業の説明を行い、事業参画についての協議を進めることも課題となる。

また、第11章においてモンゴルのFIT制度の問題点を述べているが、買電価格が再生可能エネルギー法に定められた範囲で認められることが必要不可欠である。さらに、事業開始後に、発電量を抑制するよう不当な圧力がかけられている前例があることから、民間企業の投資判断は慎重にならざるを得ない。この点については政府間の合意文書の中で、そのような問題が発生しないことを明文化して頂ければ、投資判断にあたって慎重にならざるを得ない部分が緩和されるであろう。

屋上太陽光発電については、ウランバートル市の大気汚染対策として、太陽光発電パネルの購入に対して公的支援の制度が確立し、初期投資の負担が緩和されることが普及の鍵となると考えられる。再生可能エネルギーセンターを通じ、環境グリーン開発省に協力要請を継続していくことが課題となる。

第17章　モニタリングマニュアル

■　DURGUN 10MW級太陽光発電所

　MRV実地研修に際しては、座学及び施設見学を通じてMRV全般について理解を深めて頂いているが、DURGUN10MW　太陽光発電所については再生可能エネルギーセンターがMRV業務を担当する予定となっている。モニタリング、校正及びモニタリング報告書の作成にあたって、留意すべきポイントを盛り込んだモニタリングマニュアルをドラフトして配布し、今後の実務に生かして頂くこととした。ドラフトした内容を次頁以降に示す。

モニタリングマニュアル　目次

第1章　モニタリングマニュアル

1.1　モニタリングの目的、概要

一般にJCMプロジェクトにおけるモニタリングとは、プロジェクトを実施した場合の温室効果ガスの排出量と、実施しない場合（リファレンスシナリオ）の温室効果ガスの排出量の双方を、プロジェクトの実施中に実測することである。これらの実測されたデータを基に、プロジェクトの温室効果ガスの排出削減量を計算することになる。すなわち、プロジェクトの温室効果ガスの排出削減量は、下の式に示すように、プロジェクトを実施しない場合の温室効果ガスの排出量とプロジェクトを実施した場合の温室効果ガスの排出量の差である。

プロジェクトの排出削減量
＝プロジェクトを実施しない場合の排出量－プロジェクトを実施した場合の排出量

1.2　モニタリングデータの記録、保管

モニタリング項目は排出係数と発電電力量及び系統電力消費量になる。電力量のモニタリングデータは 運転員と施設マネージャーが記録、保管し、写しを副プロジェクトマネージャーへ提出する。 電力会社によって発行された請求書等の証憑と電力量計の読み値を記録したメモを、サイトオフィスにおいて保管する。また、電力会社による検針の際は極力立ち会うこと。これとは別に本社においても副プロジェクトマネージャーその写しを保管するものとする。保管期限は、検証終了後2年間とする。

1.3　モニタリングスタッフの教育とその記録

運転員と施設マネージャーは、モニタリングの方法について、運転の開始前及び開始後も適宜マニュアル及びその他資料を使用して教育を受ける。教育の内容は、マニュアルの内容全般についてとし、その他に特に必要とされるテーマについては プロジェクトマネージャーによって決定される。教育を実施した場合はその記録を残す。

1.4　記録の書き換え防止策

電力量

発電電力量及び系統電力消費量は運転員と施設マネージャーによって記録保管された後、本社へ提出され、副プロジェクトマネージャー によって保管される。これによって、電力量のモニタリングデータは2つのオフィスに保管され、消失と書き換えが防止さ

れる。また、西部電力会社によって発行される証憑を入手することで、書き換えを防止する。

系統の排出係数

　可能であれば、環境グリーン開発省に署名付きの書面で提供してもらう。データを本社とサイトオフィスの2か所に保管することで、データの消失と書き換えが防止される。

第2章　校正マニュアル

2.1　モニタリング機器校正の目的

モニタリング計器の校正は、モニタリングが正確になるようにするために行う。校正を正しく行わなければ、モニタリングデータはなんら意味をなさなくなる。

2.2　モニタリング機器の校正手順

以下に、各モニタリング計器の校正手順を示す。

電力量計

電力計の校正の有効期間は8年である。有効期間が終了する遅くとも3か月前には、国立送電会社と標準化計量庁に連絡し、校正の日程調整を行うこと。校正期間中に使用する予備の電力量計も準備すること。

2.3　校正スタッフの教育とその記録

運転員と施設マネージャーは、校正の方法について、運転の開始前及び開始後も適宜マニュアル及びその他資料を使用して教育を受ける。教育の内容は、マニュアル及びメーカーの取扱説明書の内容全般についてとし、その他に特に必要とされるテーマについてはプロジェクトマネージャー によって決定される。教育を実施した場合はその記録を残す。

2.4　モニタリング機器校正の記録、保管

モニタリング計器校正のデータは、運転員と施設マネージャーが記録、保管し、写しが副プロジェクトマネージャーへ提出される。 これらのデータは、サイトオフィス及び本社において保管されるものとする。保管期限は、検証終了後2年間とする。

2.5　モニタリング機器校正の記録の書き換え防止策

標準化計量庁による校正証明書を入手することで、書き換えを防止する。

第3章モニタリング報告書作成手順

3.1　モニタリング報告書作成の目的

モニタリング報告書は、モニタリングされたデータに基づき、再生可能エネルギーセンターが作成する報告書であり、審査機関である第三者機関へ提出される。ここでは、モニタリング報告書の作成要領、排出削減量の計算方法を述べる。

3.2　排出削減量計算手順

排出削減量はモニタリングスプレッドシートにより計算される。モニタリングされたデータをインプットシートに正確に転記しなければならない。

3.3　モニタリング報告書の作成手順

モニタリング報告書は運転員と施設マネージャー によって記録、保管、提出されたデータを基に副プロジェクトマネージャー によって作成され、プロジェクトマネージャーのチェックを受けた後、指定第三者機関に提出される。

モニタリングデータからモニタリング報告書へデータを書き写す段階でのデータの書き換えを防止する観点から、モニタリングデータとモニタリング報告書の内容を指定第三者機関が照合できるように、再生可能エネルギーセンターは資料を整備しておかなければならない。また、再生可能エネルギーセンターが保有するモニタリングデータが真正のものであることを現地調査にて指定第三者機関が確認できるように、再生可能エネルギーセンターは、データの原本をクレジット期間終了後2年間、施設に保管しなければならない。

3.4　データ出所の明示

1.3以外の出所のデータを使用する場合は、その出所を示すこと。例えば、データ提供機関、データ引用文献名称等を明示すること。

参考文献リスト

○　H23調査報告書

「平成23年度 新メカニズム実現可能性調査「モンゴル・地中熱利用ヒートポンプ等を活用した建築物省エネ推進に関する新メカニズム実現可能性調査」報告書」　清水建設

○　H24調査報告書

「平成24年度 二国間オフセット・クレジット制度のMRVモデル実証調査「地中熱ヒートポンプによる石炭焚き暖房の代替」報告書」　清水建設

○　燃料排出係数

「2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2, Energy,Table 1.4 Default CO_2 Emission Factors For Combustion」、IPCC、2006年、http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

○　モンゴルの電力排出係数

「モンゴル国CDM事務局　Webサイト」、2013年9月現在、http://cdm-mongolia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=105&lang=en

「Mongolian power sector current situation and future planning」 MINISTRY OF ENERGY

○　モンゴルNAMA

「Copenhagen Accord APPENDIX II Mongolia: Nationally appropriate mitigation actions of developing country Parties」2011年、モンゴル国自然環境観光省、http://unfccc.int/files/meetings/cop_15/copenhagen_accord/application/pdf/mongoliacphaccord_app2.pdf

○　モンゴル国における環境影響評価制度

「モンゴル国環境影響評価法 The Mongolian Law On Environmental Impact Assessments」、モンゴル国自然環境観光省、1998年

○　再生可能エネルギープログラムと再生可能エネルギー法

「National Renewable Energy Program /2005-2020/」、モンゴル国自然環境観光省（当時自然環境省）、2005年

「再生可能エネルギーセンター WEBサイト」、
http://www.nrec.mn/data/uploads/law.pdf

○ **環境省コベネフィット定量化手法**

「コベネフィット定量評価マニュアル　第1.0版」環境省　2009年6月
http://www.env.go.jp/press/press.php?serial=11242

○ **排出原単位**

「Discussion Papers, Mongolia, Air Pollution in Ulaanbaatar Initial Assessment of Current Situation and Effects of Abatement Measures December 2009」世界銀行
http://siteresources.worldbank.org/INTMONGOLIA/Resources/Air_pollution_final_report.pdf

○ **日・モンゴル間二国間クレジット制度（JCM）合意文書**

http://www.mmechanisms.org/initiatives/mongolia.html

○ **年間発電量の予測**

「建築設備基礎」木村健一　著
「地域日射量の算定方法に関する研究」紙井泰典　著
「太陽光発電導入ガイドブック」NEDO
「太陽電池ハンドブック」電気学会

○ **モンゴル主要銀行の貸出金利**

「ハーン銀行Webサイト」
https://www.khanbank.com/en/387/business-loan.html

「ゴロムト銀行Webサイト」
http://www.golomtbank.com/en/255

「ハス銀行Webサイト」
http://www.xacbank.mn/en/287/business-banking/loans/short-and-medium-term-loans/ergeltiin-hurungu

図・表・写真リスト

○　図リスト

○　表リスト

○　写真リスト